

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт
институт
Инженерные системы зданий и сооружений
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.В. Сакаш
подпись инициалы, фамилия
« ____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

08.03.01.00.05

код – наименование направления

Газоснабжение поселка городского типа на 4,5 тыс. жителей
тема

Руководитель

подпись, дата

доцент, к.т.н.
должность, ученая степень

И.Б. Оленев
инициалы, фамилия

Выпускник

подпись, дата

А.В. Елисеева
инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Продолжение титульного листа БР по теме: Газоснабжение поселка городского типа на 4,5 тыс. жителей

Консультанты по
разделам:

ТВИС
наименование раздела

подпись, дата

И.Б. Оленев
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

подпись, дата

И.Б. Оленев
инициалы, фамилия

Приложение Б

Номер кольца	Участки				Предварительное распределение потоков				I итерация						II итерация						III итерация						IV ите			
	номер	Номер соседнего кольца	<i>l</i> , м	<i>d_n × s (d_y)</i> , мм	<i>Q_p</i> , м³/ч	λ	<i>P</i> , Па	<i>P/Q_p</i>	<i>Q_K</i> , м³/ч	<i>Q_{уч}</i> , м³/ч	<i>Q_p</i> , м³/ч	λ	<i>P</i> , Па	<i>P/Q_p</i>	<i>Q_K</i> , м³/ч	<i>Q_{уч}</i> , м³/ч	<i>Q_p</i> , м³/ч	λ	<i>P</i> , Па	<i>P/Q_p</i>	<i>Q_K</i> , м³/ч	<i>Q_{уч}</i> , м³/ч	<i>Q_p</i> , м³/ч	λ	<i>P</i> , Па	<i>P/Q_p</i>	<i>Q_K</i> , м³/ч	<i>Q_{уч}</i> , м³/ч	<i>Q_p</i> , м³/ч	
1к	1-2		600	140x5(130)	146,3	0,0245	463	3,162	48,7	48,7	195,0	0,0248	834	4,275	-2,0	-2,0	193,0	0,0249	818	4,240	0,3	0,3	193,3	0,0249	821	4,245	0,1	0,1	193,4	
	2-3	K4	250	140x5(130)	38,8	0,0341	19	0,487		9,4	48,2	0,0323	28	0,573		14,7	62,8	0,0303	44	0,699		0,3	63,2	0,0302	44	0,702		0,0	63,2	
	3-4	K4	250	140x5(130)	27,6	0,0372	10	0,377		9,4	37,0	0,0345	17	0,470		14,7	51,6	0,0318	31	0,603		0,3	52,0	0,0317	32	0,606		0,0	52,0	
	4-5	K4	250	140x5(130)	16,4	0,0365	4	0,220		9,4	25,8	0,0378	9	0,358		14,7	40,4	0,0338	20	0,502		0,3	40,8	0,0337	21	0,506		0,0	40,8	
	5-6		600	140x5(130)	-25,6	0,0378	-22	0,857		48,7	23,0	0,0389	18	0,791		-2,0	21,1	0,0397	16	0,740		0,3	21,4	0,0396	16	0,747		0,1	21,4	
	6-7		250	140x5(130)	-145,7	0,0245	-191	1,314		48,7	-97,1	0,0271	-94	0,968		-2,0	-99,0	0,0270	-97	0,983		0,3	-98,7	0,0270	-97	0,981		0,1	-98,7	
	7-8		250	140x5(130)	-208,4	0,0246	-392	1,882		48,7	-159,7	0,0258	-242	1,513		-2,0	-161,7	0,0257	-247	1,528		0,3	-161,4	0,0257	-246	1,526		0,1	-161,3	
	8-1		250	140x5(130)	-307,8	0,0231	-803	2,609		48,7	-259,1	0,0237	-585	2,256		-2,0	-261,1	0,0237	-593	2,270		0,3	-260,8	0,0237	-592	2,268		0,1	-260,7	
	Потери давления , Па							-913	Потери давления , Па					-14	Потери давления , Па					-8	Потери давления , Па					-1	Потери давления , Па			
	Потери давления по модулю, Па							1904	Потери давления по модулю, Па					1826	Потери давления по модулю, Па					1867	Потери давления по модулю, Па					1868	Потери давления по модулю, Па			
Сумма <i>P/Q_p</i>							10,907	Сумма <i>P/Q_p</i>					11,204	Сумма <i>P/Q_p</i>					11,566	Сумма <i>P/Q_p</i>					11,581	Сумма <i>P/Q_p</i>				
Относительная ошибка в кольце, %							-95,92	Относительная ошибка в кольце, %					-1,54	Относительная ошибка в кольце, %					-0,82	Относительная ошибка в кольце, %					-0,16	Относительная ошибка в кольце, %				
Гидравлическая увязка, м³/час							47,9	Гидравлическая увязка, м³/час					0,7	Гидравлическая увязка, м³/час					0,4	Гидравлическая увязка, м³/час					0,1	Гидравлическая увязка, м³/час				
Поправочный расход, м³/ч							48,7	Поправочный расход, м³/ч					48,7	Поправочный расход, м³/ч					-2,0	Поправочный расход, м³/ч					0,3	Поправочный расход, м³/ч				
2к	9-10		440	140x5(130)	352,1	0,0226	1814	5,151	-90,6	-90,6	261,5	0,0236	1046	4,001	10,8	10,8	272,3	0,0235	1127	4,140	1,1	1,1	273,4	0,0235	1136	4,154	0,1	0,1	273,5	
	10-11		250	140x5(130)	147,3	0,0244	195	1,324		-90,6	56,6	0,0310	37	0,647		10,8	67,4	0,0297	50	0,737		1,1	68,6	0,0296	51	0,746		0,1	68,7	
	11-12		250	140x5(130)	75,9	0,0289	61	0,805		-90,6	-14,7	0,0353	-3	0,191		10,8	-4,0	0,0851	0	0,124		1,1	-2,8	0,1188	0	0,124		0,1	-2,7	
	12-13	K3	440	140x5(130)	52,4	0,0317	56	1,073		-182,1	-129,8	0,0252	-275	2,119		5,0	-124,7	0,0255	-257	2,058		0,7	-124,0	0,0255	-254	2,049		0,0	-124,0	
	13-14	K4	250	140x5(130)	9,1	0,0371	1	0,124		-129,9	-120,8	0,0257	-138	1,142		27,4	-93,4	0,0274	-88	0,941		1,2	-92,2	0,0275	-86	0,932		0,0	-92,2	
	14-15	K4	400	140x5(130)	-14,5	0,0351	-4	0,299		-129,9	-144,4	0,0246	-301	2,087		27,4	-117,0	0,0259	-208	1,782		1,2	-115,8	0,0260	-205	1,769		0,0	-115,8	
	15-16		280	140x5(130)	-39,8	0,0339	-22	0,555		-90,6	-130,4	0,0252	-176	1,354		10,8	-119,6	0,0258	-152	1,269		1,1	-118,5	0,0258	-149	1,260		0,1	-118,4	
	16-9		400	140x5(130)	-104,2	0,0267	-170	1,634		-90,6	-194,8	0,0248	-555	2,848		10,8	-184,0	0,0251	-500	2,718		1,1	-182,9	0,0251	-495	2,704		0,1	-182,8	
	Потери давления , Па							1931	Потери давления , Па					-366	Потери давления , Па					-29	Потери давления , Па					-2	Потери давления , Па			
	Потери давления по модулю, Па							2324	Потери давления по модулю, Па					2531	Потери давления по модулю, Па					2382	Потери давления по модулю, Па					2376	Потери давления по модулю, Па			
	Сумма <i>P/Q_p</i>							10,967	Сумма <i>P/Q_p</i>					14,389	Сумма <i>P/Q_p</i>					13,768	Сумма <i>P/Q_p</i>					13,738	Сумма <i>P/Q_p</i>			
	Относительная ошибка в кольце, %							166,14	Относительная ошибка в кольце, %					-28,88	Относительная ошибка в кольце, %					-2,40	Относительная ошибка в кольце, %					-0,19	Относительная ошибка в кольце, %			
	Гидравлическая увязка, м³/час							-100,6	Гидравлическая увязка, м³/час					14,5	Гидравлическая увязка, м³/час					1,2	Гидравлическая увязка, м³/час					0,1	Гидравлическая увязка, м³/час			
	Поправочный расход, м³/ч							-90,6	Поправочный расход, м³/ч					-90,6	Поправочный расход, м³/ч					10,8	Поправочный расход, м³/ч					1,1	Поправочный расход, м³/ч			
3к	17-18		300	140x5(130)	127,00481	0,0254	181	1,422	91,5	91,5	218,5	0,0244	513	2,349	5,8	5,8	224,3	0,0242	538	2,400	0,4	0,4	224,7	0,0242	540	2,404	0,1	0,1	224,8	
	18-19	K4	250	140x5(130)	60,66339	0,0305	41	0,681		52,3	112,9	0,0261	123	1,085		22,4	135,3	0,0250	168	1,243		0,5	135,8	0,0250	169	1,246		0,0	135,8	
	19-13	K4	250	140x5(130)	28,248939	0,0369	11	0,384		52,3	80,5	0,0284	68	0,842		22,4	102,9	0,0267	104	1,012		0,5	103,4	0,0267	105	1,015		0,0	103,4	
	13-12	K2	440	140x5(130)	-52,38886	0,0317	-56	1,073		182,1	129,8	0,0252	275	2,119		-5,0	124,7	0,0255	257	2,058		-0,7	124,0	0,0255	254	2,049		0,0	124,0	
	12-20		250	140x5(130)	-84,1585	0,0281	-73	0,870		91,5	7,3	0,0457	1	0,124		5,8	13,1	0,0339	2	0,164		0,4	13,5	0,0343	2	0,171		0,1	13,7	
	20-21		360	140x5(130)	-134,1	0,0250	-238	1,777		91,5	-42,6	0,0333	-32	0,752		5,8	-36,8	0,0346	-25	0,674		0,4	-36,4	0,0347	-24	0,668		0,1	-36,3	
	21-22		200	140x5(130)	-190,1	0,0250	-265	1,395		91,5	-98,6	0,0270	-77	0,784		5,8	-92,8	0,0274	-70	0,749		0,4	-92,4	0,0275	-69	0,747		0,1	-92,3	
	22-23		340	140x5(130)	-326,3	0,0229	-1217	3,729		91,5	-234,8	0,0241	-663	2,825		5,8	-229,0	0,0242	-634	2,767		0,4	-228,6	0,0242	-632	2,763		0,1	-228,5	
	23-17		100	140x5(130)	-419,0	0,0221	-570	1,360		91,5	-327,4	0,0228	-360	1,100		5,8	-321,7	0,0229	-349	1,084		0,4	-321,2	0,0229	-348	1,082		0,1	-321,1	
	Потери давления , Па							-2187	Потери давления , Па					-154	Потери давления , Па					-7	Потери давления , Па					0	Потери давления , Па			
	Потери давления по модулю, Па							2652	Потери давления по модулю, Па					2112	Потери давления по модулю, Па					2146	Потери давления по модулю, Па					2143	Потери давления по модулю, Па			
	Сумма <i>P/Q_p</i>							12,693	Сумма <i>P/Q_p</i>					11,980	Сумма <i>P/Q_p</i>					12,150	Сумма <i>P/Q_p</i>					12,145	Сумма <i>P/Q_p</i>			
	Относительная ошибка в кольце, %							-164,90	Относительная ошибка в кольце, %					-14,54	Относительная ошибка в кольце, %					-0,65	Относительная ошибка в кольце, %					-0,17	Относительная ошибка в кольце, %			
	Гидравлическая увязка, м³/час							98,5	Гидравлическая увязка, м³/час					7,3	Гидравлическая увязка, м³/час					0,3	Гидравлическая увязка, м³/час					0,1	Гидравлическая увязка, м³/час			
Поправочный расход, м³/ч							91,5	Поправочный расход, м³/ч					91,5	Поправочный расход, м³/ч					5,8	Поправочный расход, м³/ч					0,4	Поправочный расход, м³/ч				
4к	2-3	K1	250	140x5(130)	-38,8	0	-19	0,487	39,2	-9,4	-48,2	0	-28	0,573	-16,6	-14,7	-62,8	0	-44	0,699	-0,1	-0,3	-63,2	0	-44	0,702	0,1	0,0	-63,2	
	3-4	K1	250	140x5(130)	-27,6	0	-10	0,377		-9,4	-37,0	0	-17	0,470		-14,7	-51,6	0	-31	0,603		-0,3	-52,0	0	-32	0,606		0,0	-52,0	
	4-5	K1	250	140x5(130)	-16,4	0	-4	0,220		-9,4	-25,8	0	-9	0,358		-14,7	-40,4	0	-20	0,502		-0,3	-40,8	0	-21	0,506		0,0	-40,8	
	5-24		340	140x5(130)	-11,2	0	-2	0,180		39,3	28,0	0	15	0,519		-16,6	11,4	0	2	0,185		-0,1	11,4	0	2	0,184		0,1	11,5	
	18-24		340	140x5(130)	5,8	0	1	0,168		39,3	45,1	0	33	0,741		-16,6	28,4	0	15	0,525		-0,1	28,4	0	15	0,524		0,1	28,5	
	18-19	K3	250	140x5(130)	-60,7	0	-41	0,681		-52,3	-112,9	0	-123	1,085		-22,4	-135,3	0	-168	1,243		-0,5	-135,8	0	-169	1,246		0,0	-135,8	
	19-13	K3	250	140x5(130)	-28,2	0	-11	0,384		-52,3	-80,5	0	-68	0,842		-22,4	-102,9	0	-104	1,012		-0,5	-103,4	0	-105	1,015		0,0	-103,4	
	13-14	K2	250	140x5(130)	-9,1	0	-1	0,124		129,9	120,8	0	138	1,142		-27,4	93,4	0	88	0,941		-1,2	92,2	0	86	0,0				

рация		
λ	P , Па	P/Q_P
0,0249	821	4,246
0,0302	44	0,702
0,0317	32	0,606
0,0337	21	0,506
0,0396	16	0,749
0,0270	-97	0,980
0,0257	-246	1,525
0,0237	-591	2,268
		0
		1868
		11,583
		-0,02
		0,0
		0,1
0,0235	1137	4,156
0,0296	51	0,747
0,1235	0	0,124
0,0255	-254	2,049
0,0275	-86	0,932
0,0260	-205	1,769
0,0258	-149	1,259
0,0251	-494	2,703
		0
		2376
		13,738
		-0,03
		0,0
		0,1
0,0242	541	2,405
0,0249	169	1,246
0,0267	105	1,016
0,0255	254	2,049
0,0344	2	0,173
0,0347	-24	0,667
0,0275	-69	0,746
0,0242	-631	2,762
0,0229	-348	1,082
		0
		2143
		12,145
		-0,02
		0,0
		0,1
0	-44	0,702
0	-32	0,606
0	-21	0,506
0	2	0,186
0	15	0,525
0	-169	1,246
0	-105	1,016
0	86	0,932
0	205	1,769
0	63	1,005
		0
		742
		8,49
		0,0
		0,0
		0,1

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Газоснабжение поселка городского типа на 4,5 тыс. жителей» содержит 71 страниц текстового документа, 2 приложения, 13 использованных источников, 5 листов графического материала.

ГАЗОСНАБЖЕНИЕ, ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫЙ ПУНКТ, ПОТРЕБЛЕНИЕ ГАЗА, ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ, НЕРАВНОМЕРНОСТЬ ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗА

Объект

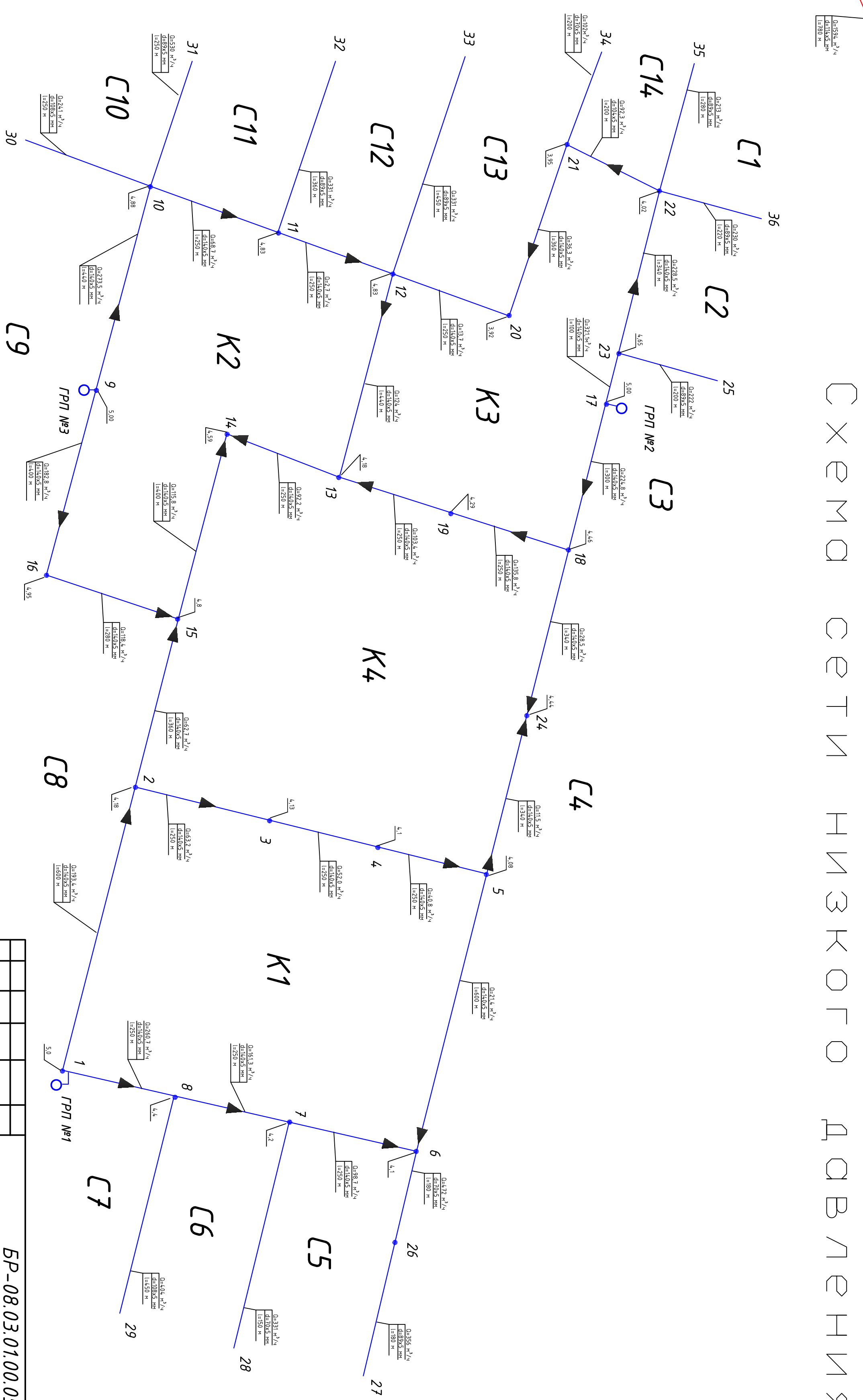
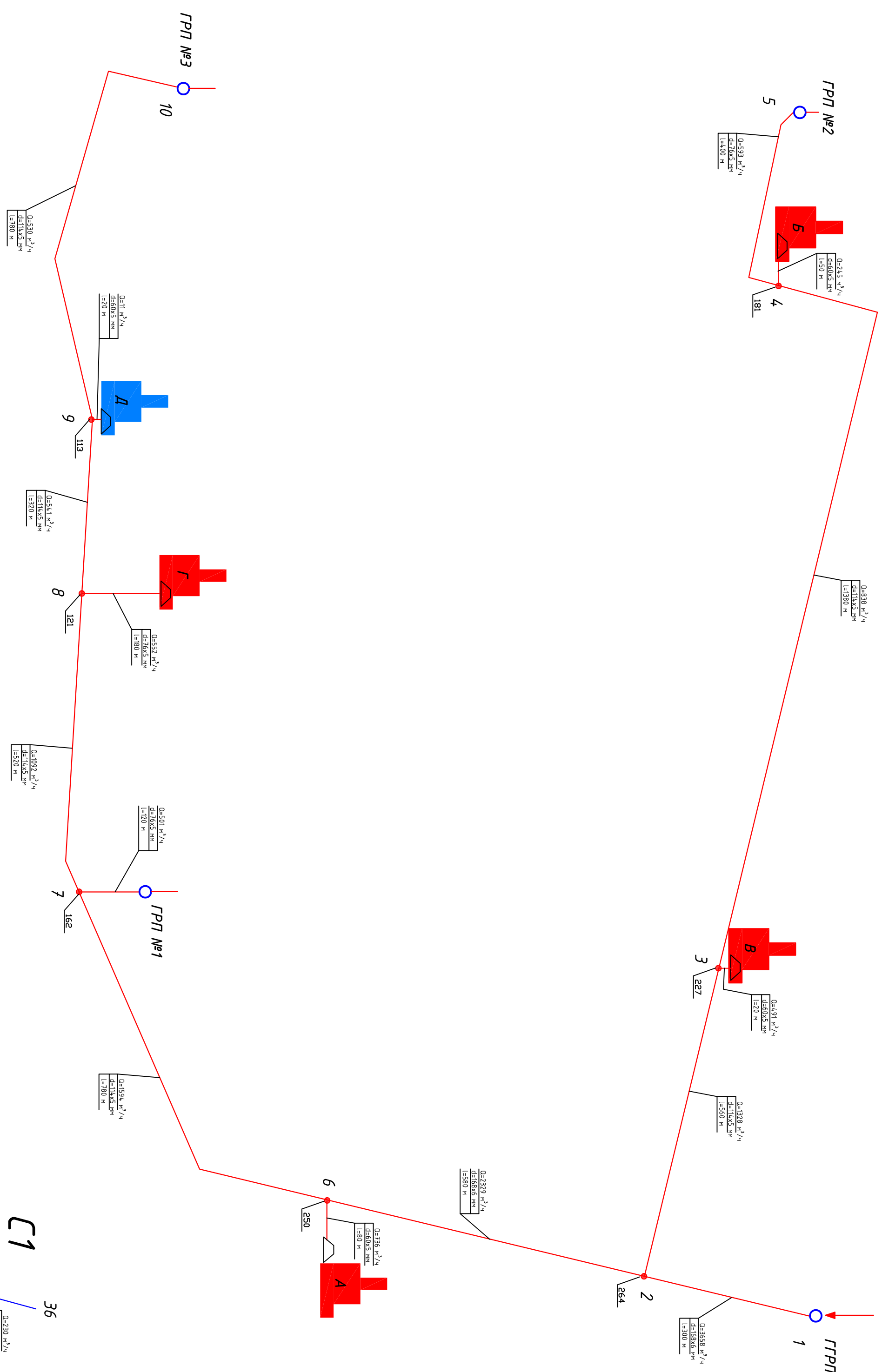
Цели работы:

- разработать проектные материалы по газификации поселка;
- выполнить один из вариантов распределительных систем газоснабжения;
- подобрать газовое оборудование для устойчивой работы системы газоснабжения.

Выполнен расчет потребления газа как в целом по поселку, так и в отдельности по разнообразным видам потребления в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. В поселке запроектирована двухступенчатая система газоснабжения. Для газификации жилой зоны запроектирована многокольцевая сеть низкого давления с тремя газорегуляторными пунктами. Гидравлический расчет сети низкого давления выполнен с использованием математического моделирования. Для сети среднего давления подобраны диаметры и определено давление в конечных точках сети. Подобрано оборудование 3 газорегуляторных пунктов.

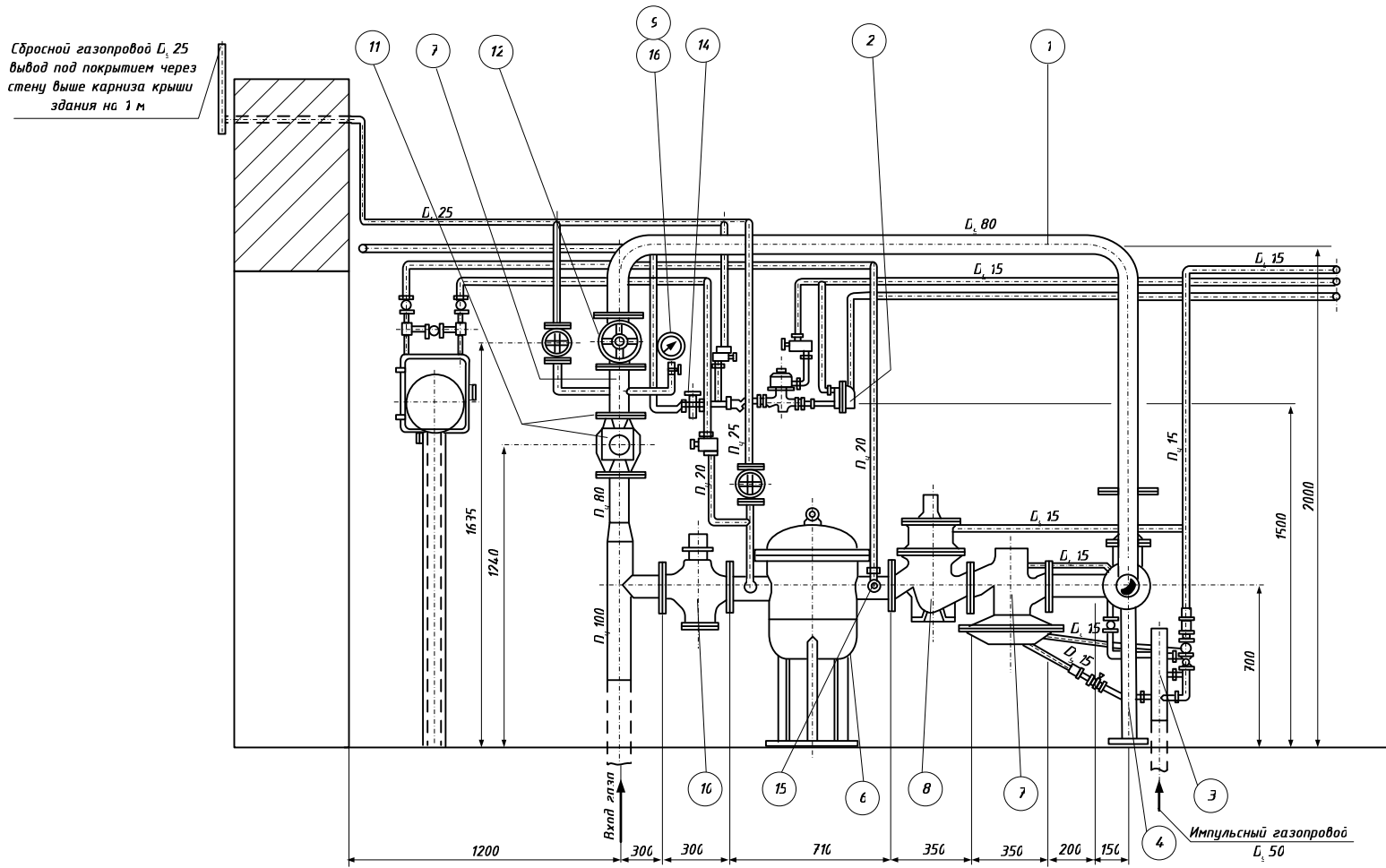
Газификация села предполагается природным газом. Материалы представленные в работе могут быть использованы как один из вариантов газоснабжения поселка городского типа в Сибирском Федеральном Округе.

ЧЕЛОВЕЧЕСТВО ДОБЛЕДИ



				БР-08.03.0100.05			
				ИСН СФУ			
				Г/заказное поство заводского маша на 4,5 тыс. жмшмюв			
				Станов	Лист	Листов	
				БР	2	5	
				Семь распределительных емк. мшмзо Семь распределительных емк. среднего диаметра М 115/200			
				ИСЗИС			
Исполн	Олеген Пль						
Пров.	Олеген Н.В.						
Разработ	Евгений А.В.						
Прекон	Мелон	полониль	даты				

Разрез головного ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/70 М 1:15

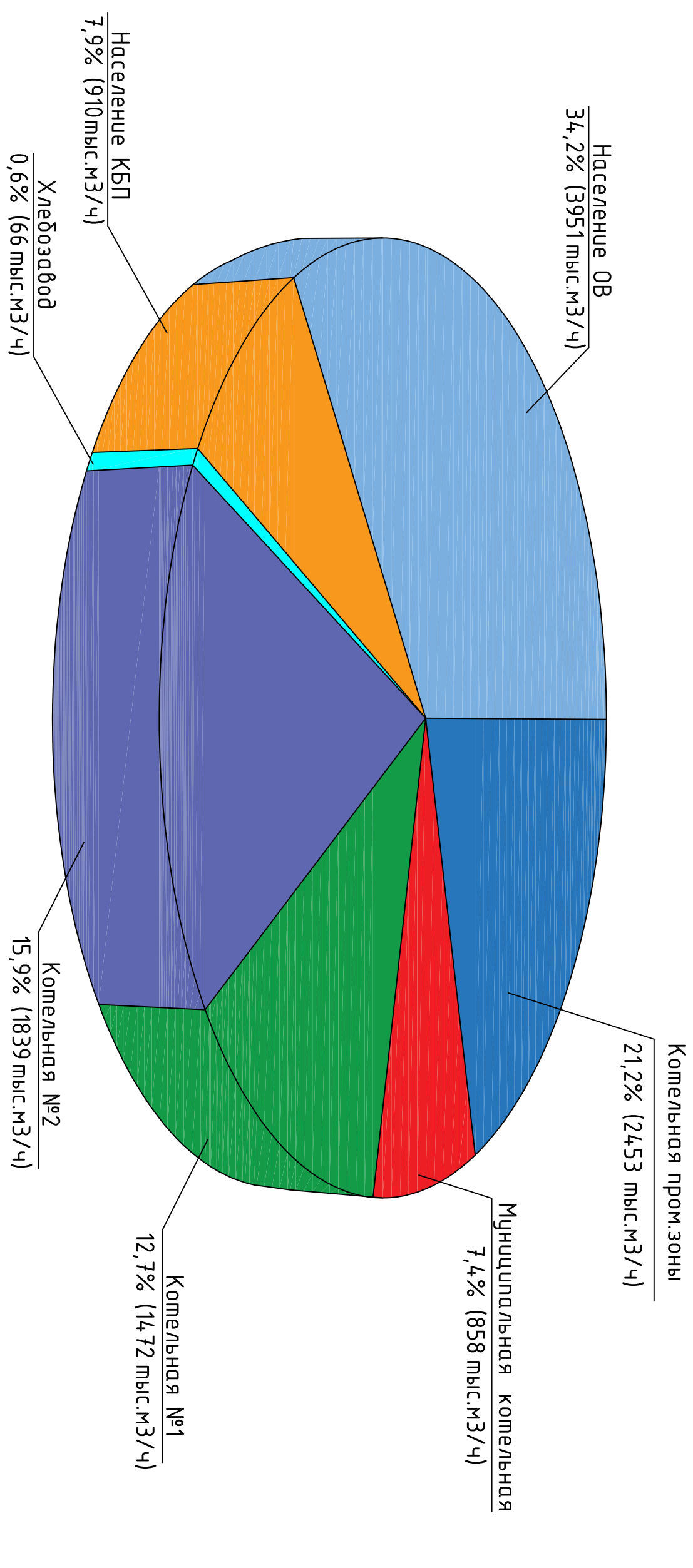


БФ-06 03 0100 05					
ИСИ СФУ					
Мет	Вид	Лист	Масштаб	Подп.	Дата
Размет	Спецификация	А.В.			
Проект	Спецификация	И.В.			
Газоснабжение посёлка городского типа на 4,5 тысяч жителей					
Разрез ГРП с регулятором давления РДУК2В-100/70					
ИСИ СФУ					

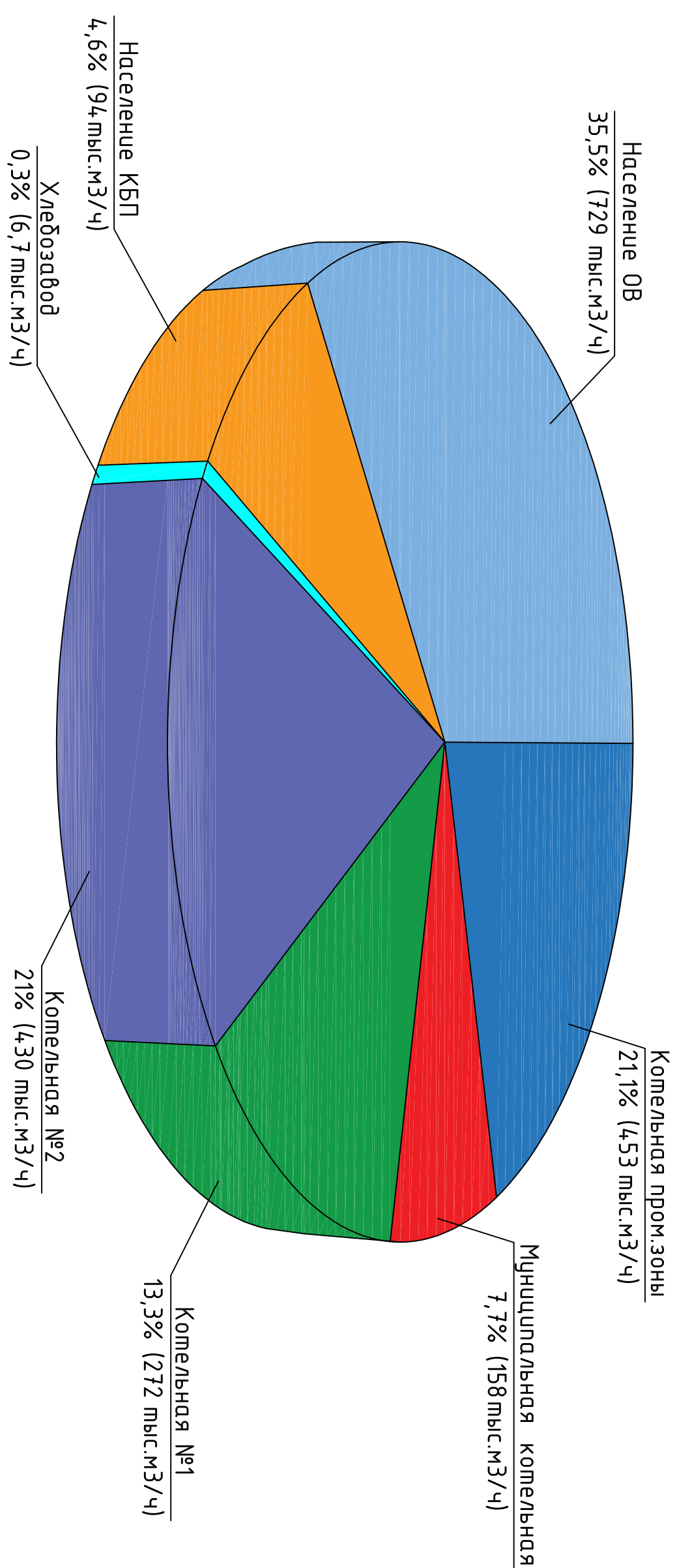
Сибирский Федеральный Университет
Инженерно-строительный институт

					БР 08.03.01.00.05 ГС		
Изм.	Вост.	Исполн.	Подпись	Дата	Газификация с Ытык-Кавель Таттинского улуса республики Саха (Якутия)	Лист	Наско
Разработ	Изм. и экз.						Наско
Проект	Одобрено И.Б.						115
						Лист	Листов
Г. выдан	Одобрено И.Б.				Разрез ГРП с регулятором давления РДЖ28-100/70	ИСЭиС	

Расход газа по потребителям газа, тыс. м3/год



Расход потребления газа в январе, тыс. м3/год



Расход потребления газа по месяцам, м3/год

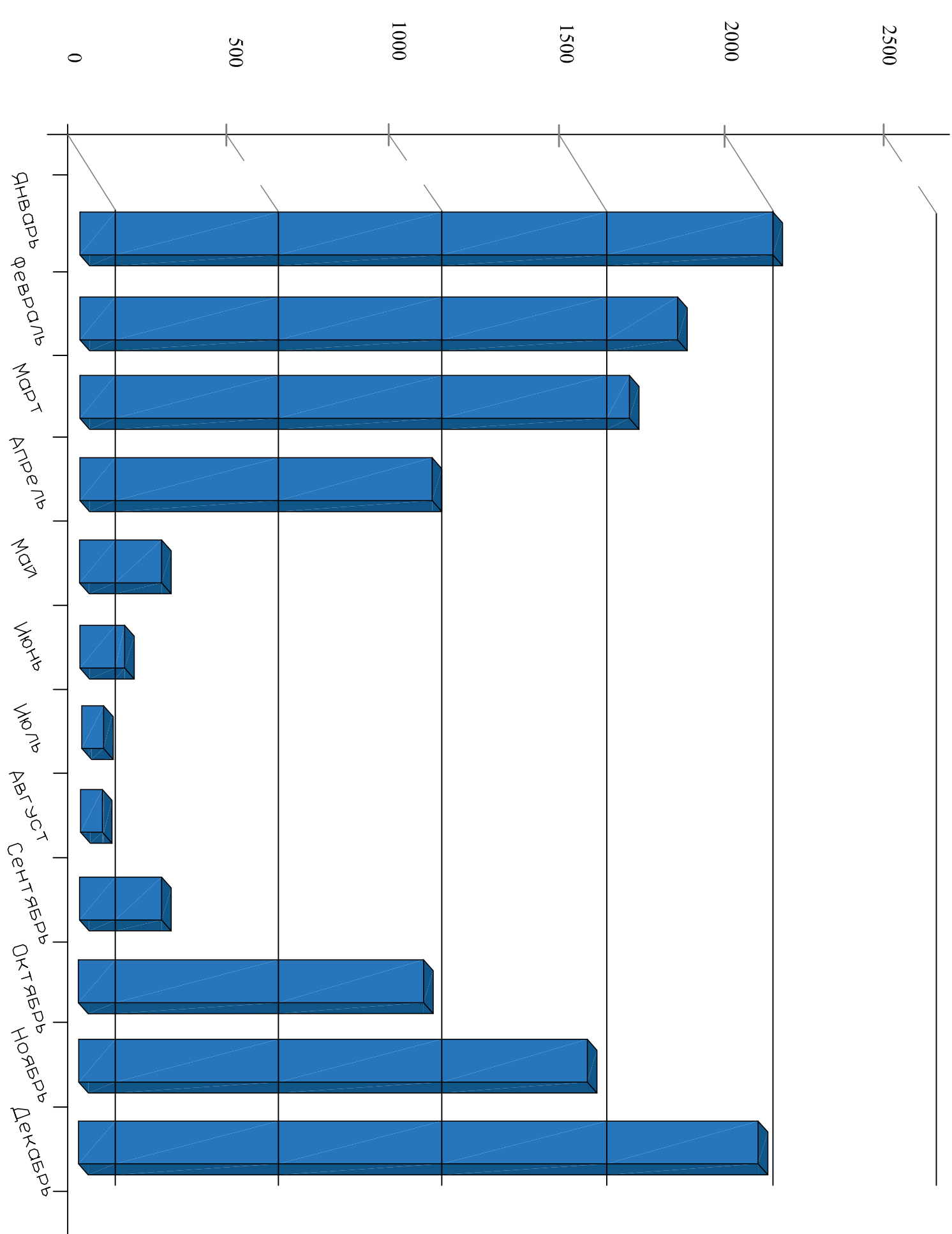
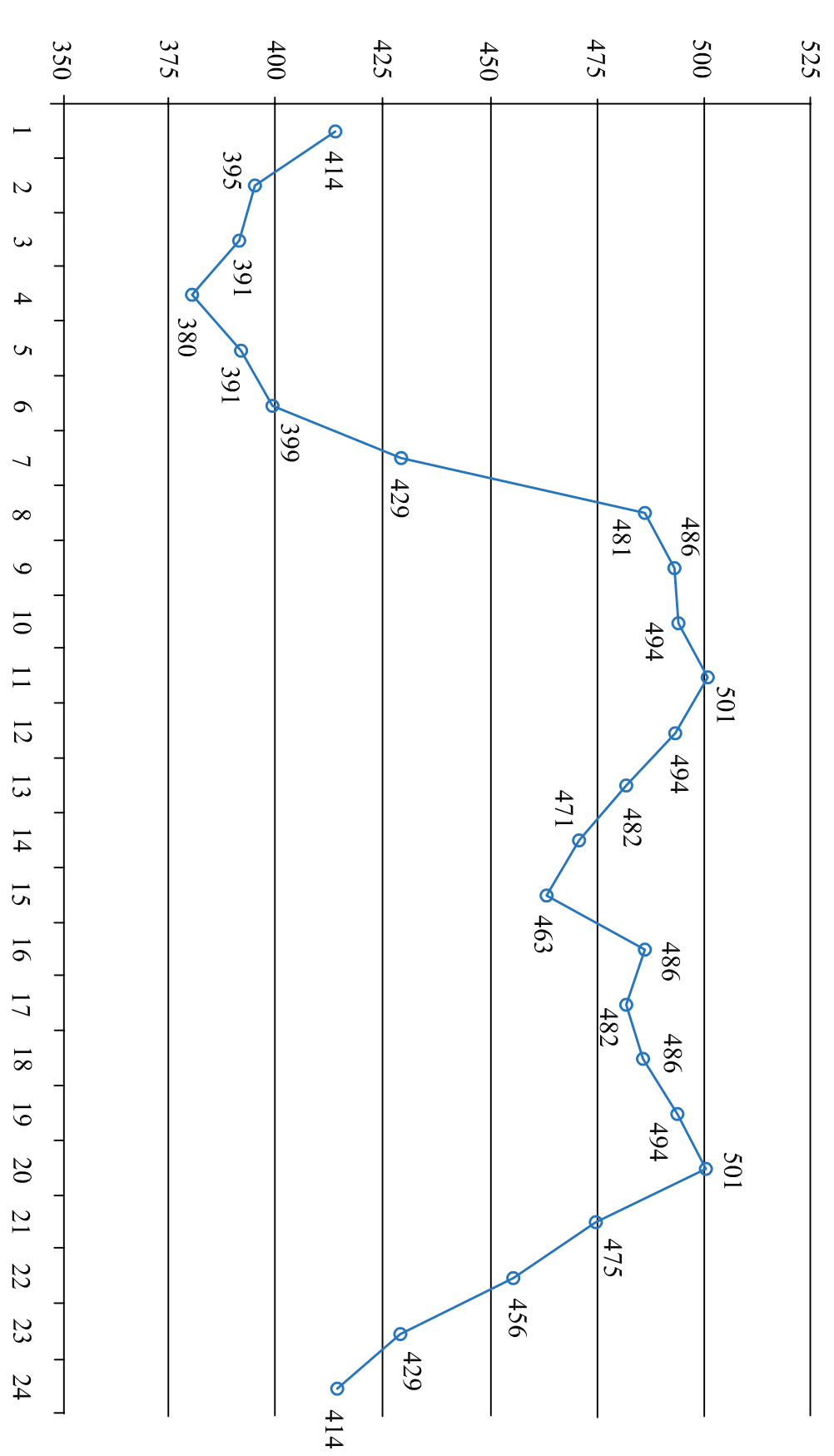


График часового неравномерности потребления газа – ГРП №1



				БР-08.03.01.00.05			
ИСМ СФУ							
Тематика учебного занятия	Жанров	Подлинное имя					
Драмат.	Евгений А.В.						
Пробл.	Олеген Н.В.						
Н.Коптв	Олеген Н.В.						
Уч.та.							
График академического преподавания				ИСЭИС			
подробности				Сессия	Лект	Лексов	
				БР	3	5	

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Инженерно-строительный институт

институт

Инженерные системы зданий и сооружений

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

 Г.В. Сакаш

подпись инициалы, фамилия

« ____ » _____ 2017 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студентке Елисеевой Алене Владимировне

фамилия, имя, отчество

Группа ЗИЭ13-11УБ Направление (специальность) 08.03.01.00.05

номер

код

«Теплогазоснабжение и вентиляция»

наименование

Тема выпускной квалификационной работы: Газоснабжение поселка городского типа на 4,5 тыс. жителей

Утверждена приказом по университету № 36 84/С от 21.03.2017

Руководитель ВКР И.Б. Оленев, доцент, к.т.н., ФГАОУ ВО СФУ ИСИ

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР: генплан города; характеристики жилой зоны и промышленных объектов

Перечень разделов ВКР: _____

1. Газоснабжение;

2. Технология возведения инженерных систем

Перечень графического материала:

1. Генплан посёлка М 1:10000

2. Схема распределительной сети низкого давления М1:10000; график металлоемкости систем среднего давления;

3. Схема №1 и №2 распределительной сети среднего давления М1:10000

4. Графики неравномерности потребления газа

5. План газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК 2В-100/70

6. Разрез газорегуляторного пункта с регулятором давления РДУК 2В-100/70

Руководитель ВКР

подпись

И.Б. Оленев

инициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

А.В.Елисеева

подпись, инициалы и фамилия студента

« ____ » _____ 2017 г.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Газоснабжение.....	6
1.1 Общие сведения о газификации поселка.....	6
1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа.....	8
1.3 Расчет потребления природного газа населением.....	9
1.4 Расчет потребления газа котельными поселка.....	19
1.5 Расчет потребления промышленными и коммунальными объектами.....	21
1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта.....	22
1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП.....	22
1.8 Трассировка газовых сетей в поселке.....	23
1.9 Распределительные сети низкого давления.....	24
1.10 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления.....	33
1.11 Распределительные сети среднего давления.....	37
1.12 Гидравлический расчет сети среднего давления.....	38
1.13 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок.....	41
1.14 Расчет неравномерности потребления газа.....	57
2. Технология возведения инженерных сетей.....	61
2.1 Подготовительные работы.....	61
2.2 Земляные работы.....	61
2.3 Монтаж газопровода в траншею.....	63
2.4 Испытание газопровода.....	67
2.5 Изоляция газопроводов.....	68
2.6 Монтаж колодцев.....	70
2.7 Испытание газопровода и сдача объекта в эксплуатацию.....	71
Заключение.....	73
Список использованных источников.....	74
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Расчетная схема потокораспределения сети низкого давления	
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Результаты математического моделирования гидравлических режимов в распределительной сети низкого давления	

ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность является одной из наиболее динамичных, бурно развивающихся отраслей народного хозяйства. Развитие добычи газа обуславливается ростом газопотребления, который осуществляется, во-первых, путем увеличения объемов использования его в городах, уже газифицированных к настоящему времени, а во-вторых, за счет газификации новых городов и населенных пунктов, в том числе в сельской местности.

Распределительные системы газоснабжения становятся едиными для областей и федеральных округов, и для их проектирования, строительства и эксплуатации необходимы глубокие знания. Рост потребления газа в городах, поселках и сельской местности, а также масштабность распределительных систем ставят перед проектировщиком новые и сложные задачи, связанные с развитием и реконструкцией систем, повышением их надежности, необходимостью экономичного использования газа и защиты воздушного бассейна от загрязнений.

Снижение стоимости и металлоемкости систем газоснабжения имеет большое народнохозяйственное значение. Вторая, не менее важная задача заключается в обеспечении полного и надежного газоснабжения всех предусмотренных потребителей. Именно скоординированное решение обеих задач позволяет достигнуть высокой эффективности использования газа. Эта проблема решается, начиная с проектирования, когда определяются основные параметры системы, и далее непрерывно в течение всего периода эксплуатации.

В выпускной квалификационной работе представлены материалы по газификации поселка городского типа расположенного в Сибирском федеральном округе, численность населения, которого составляет 4500 человек.

Благодаря техническим решениям, представленным в работе, газификация поселка может вестись на современном технологическом уровне, решая задачи газоснабжения населения.

1 Газоснабжение

Система газоснабжения поселка должна обеспечивать бесперебойную подачу газа потребителям, быть безопасной в эксплуатации, простой и удобной в обслуживании, а также предусматривать возможность отключения отдельных ее элементов или участков газопроводов для производства ремонтных и аварийных работ. Сооружения, оборудование и узлы в системе газоснабжения следует применять однотипные. Принятый вариант системы должен иметь максимальную экономическую эффективность и предусматривать строительство и ввод в эксплуатацию системы газоснабжения по частям.

ВКР выполнена в соответствии с СП 62.13330.2011 и Правилами безопасности в газовом хозяйстве.

Газопроводы, прокладываемые в рассматриваемом населенном пункте, классифицируются следующим образом:

- по избыточному давлению – низкого (до 5 кПа), среднего (свыше 5 кПа до 0,3 МПа)
 - по месторасположению относительно отметки земли – подземные и надземные;
 - по назначению в системе газоснабжения – распределительные, вводы, вводные, импульсные (к средствам измерения, регуляторам и др.) и продувочные;
- Распределительные газопроводы по принципу построения являются смешанные (закольцованные и тупиковые).

1.1 Общие сведения о населенном пункте

Предполагаемое место строительства газовых систем Сибирский Федеральный округ. Численность населения 4500 человек.

В поселке находятся котельные: котельная промышленной зоны, муниципальная котельная, котельная №1, котельная №2. А также находится хлебозавод.

Газифицировать поселок предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92%, этан – 3%; пропан – 1,5%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,5%, азот + редкие газы – 2%.

Метеорологические условия:

- температура внутреннего воздуха отапливаемых зданий, $t_{BH} = 20^{\circ}\text{C}$ [4];
- расчетная наружная для проектирования отопления, $t_{P.O} = -37^{\circ}\text{C}$ [4];
- расчетная наружная для проектирования вентиляции, $t_{P.B.} = -37^{\circ}\text{C}$ [4];
- средняя наружного воздуха за отопительный сезон, $t_{CP.O} = -8,1^{\circ}\text{C}$ [4];
- продолжительность отопительного периода, $n_0 = 221$ суток [4].

Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными – таблица 1.

Исходные данные для газификации жилого сектора – таблица 2.

Таблица 1 – Исходные данные для расчета потребления природного газа котельными

Абонент	Наименование абонента	Вырабатываемая тепловая мощность	
		Гкал/ч	Гкал/год
1	Котельная пром.зоны	6	20000
2	Муниципальная котельная	2	7000
3	Котельная 1	4	12000
4	Котельная 2	4,5	15000

Таблица 2 – Исходные данные для газификации жилого сектора

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м2
1	100	2000
2	122	2440
3	150	3000
4	135	Отопление и ГВС от котельной
5	88	Отопление и ГВС от котельной
6	101	Отопление и ГВС от котельной
7	45	900

Окончание таблицы 1

Номер квартала	Число жителей (потребителей газа)	Площадь отапливаемых помещений автономной системой теплоснабжения, м ²
8	32	640
9	46	920
10	145	2900
11	180	Отопление и ГВС от котельной
12	220	Отопление и ГВС от котельной
13	250	5000
14	98	1960
15	320	6400
16	144	Отопление и ГВС от котельной
17	157	Отопление и ГВС от котельной
18	220	Отопление и ГВС от котельной
19	85	1700
20	65	1300
21	63	1260
22	330	Отопление и ГВС от котельной
23	265	Отопление и ГВС от котельной
24	133	2660
25	117	2340
26	156	3120
27	95	1900
28	87	1740
29	146	2920
30	159	3180
31	155	3100
32	91	1820

1.2 Расчет низшей теплоты сгорания и плотности используемого газа

Газифицировать поселок предполагается природным газом следующего состава горючих компонентов: метан – 92%, этан – 3%; пропан – 1,5%, бутан – 1%, углекислый газ – 0,5%, азот + редкие газы – 2%.

Теплота сгорания топлива, кДж/м³, определяется как сумма произведений величин, теплоты сгорания горючих компонентов, на их объемные доли по формуле

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot Q_{p1}^H + \%_2 \cdot Q_{p2}^H + \dots + \%_n \cdot Q_{pn}^H), \quad (1)$$

где $\%_1, \%_2, \%_n$ – соответственно объемные доли веществ, входящих в состав топлива;

$Q_{p1}^H, Q_{p2}^H, Q_{pn}^H$ – соответственно теплота сгорания горючих компонентов [2, таблица 1.3].

Низшая теплота сгорания с заданными значениями объемных долей составляет

$$Q_p^H = 0,01 \cdot (92 \cdot 35840 + 3 \cdot 63730 + 1,5 \cdot 93370 + 1 \cdot 123770) = 37520 \text{ кДж/м}^3$$

Плотность газа, кг/м^3 , определяется как сумма произведений плотности компонентов на их объемные доли по формуле

$$\rho_g = 0,01 \cdot (\%_1 \cdot \rho_1 + \%_2 \cdot \rho_2 + \dots + \%_n \cdot \rho_n), \quad (2)$$

где $\%_1, \%_2, \%_n$ – то же, что и в формуле (1);

ρ_1, ρ_2, ρ_n – соответственно плотности компонентов, входящих в состав топлива [2, таблица 1.2].

Плотность газа с заданными значениями объемных долей составляет

$$\begin{aligned} \rho_g &= 0,01 \cdot (92 \cdot 0,717 + 3 \cdot 1,357 + 1,5 \cdot 2,019 + 1 \cdot 2,703 + 0,5 \cdot 1,977 + 2 \cdot 1,251) = \\ &= 0,793 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

1.3 Расчет потребления природного газа населением

Число потребителей газа по микрорайонам выявляют из анализа их населенности, этажности застройки и ее основных характеристик, числа и характеристики предприятий и учреждения городского хозяйства, наличии цен-

трализованного горячего водоснабжения, характеристики отопительных систем, топливного и теплового баланса города.

При расчете потребления газа в квартирах и частных домах на коммунально-бытовые нужды норма расхода теплоты отнесена к одному человеку в год. Годовой расход газа, потребляемый жилыми зданиями, тыс. м³/год, определяется по формуле

$$Q_{год} = N \cdot \frac{\delta \cdot Q}{100 \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

где N – количество потребителей, чел;

δ – потребление газа в жилых квартирах, %;

Q – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5];

Q_H^p – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Годовой расход газа, млн. м³/год, на отопление и вентиляцию жилых застроек вычисляется по формуле

$$Q_{O.B.} = \left[24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right] \cdot \frac{g \cdot F \cdot n_o}{\eta_0 \cdot Q_H^p} \cdot 10^{-3}, \quad (4)$$

где K, K_1 – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равным 0,25 и 0,4;

$t_{BH}, t_{P.O.}, t_{P.B.}, t_{CP.O}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

Z – среднее число часов работы системы вентиляции общественных зданий в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч,

g – укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, кДж/ч на 1 м² жилой площади [3, приложение 4];

F – жилая площадь отапливаемых зданий, м²;

n_0 – продолжительность отопительного периода, сут;

η_o – КПД отопительной системы принимается 0,85;

Q_H^p – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 10^3}{m}, \quad (5)$$

где $Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа, тыс м³/год;

m – число часов использования максимума, ч/год.

Для жилых домов число часов максимума зависит от числа жителей, снабжаемых газом от сети [3, приложение 4].

Часовой расход газа на отопление и вентиляцию, м³/ч рассчитывается по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{год}} \cdot 10^3}{m}, \quad (6)$$

где $Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа на отопление, тыс м³/год;

m – число часов использования максимума, ч/год.

Число часов, ч/год, использования максимума на отопление и вентиляцию рассчитывается по формуле:

$$m_{O.B.} = n_0 \cdot \left[24 \cdot (1 + K) \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.O.}} + Z \cdot K_1 \cdot K \cdot \frac{t_{BH} - t_{CP.O}}{t_{BH} - t_{P.B.}} \right], \quad (7)$$

где n_0 – продолжительность отопительного периода, сут;

K и K_1 – коэффициенты, учитывающие расход теплоты на отопление и вентиляцию, при отсутствии данных соответственно принимаются равными 0,25 и 0,4;

t_{BH} , $t_{P.O.}$, $t_{P.B.}$, $t_{CP.O}$ – температура соответственно внутреннего воздуха отапливаемых зданий, расчетная наружная для проектирования отопления, расчетная наружная для проектирования вентиляции, средняя наружного воздуха за отопительный сезон, °С;

Z – среднее число часов работы системы вентиляции в течение суток, при отсутствии данных принимается 16 ч.

Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (3) и сведен в таблицу 3. Низшая теплота сгорания сухого газа составляет $Q_H^p = 37520$ кДж/м³ – расчет раздел 1.2. Норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж [3, приложение 5].

Таблица 3 – Расчет годового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м3/год
			кДж	м3	
1	100	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10^3	266,5	26,6503
2	122	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10^3	266,5	32,5134
3	150	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10^3	266,5	39,9755
4	135	Приготовление пищи	4100×10^3	109,3	14,7510
5	88	Приготовление пищи	4100×10^3	109,3	9,6154
6	101	Приготовление пищи	4100×10^3	109,3	11,0359
7	45	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10^3	266,5	11,9926
8	32	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10^3	266,5	8,5281

Продолжение таблицы 3

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			кДж	м ³	
9	46	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	12,2591
10	145	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	38,6430
11	180	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	19,6679
12	220	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	24,0386
13	250	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	66,6258
14	98	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	26,1173
15	320	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	85,2810
16	144	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	15,7343
17	157	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	17,1548
18	220	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	24,0386
19	85	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	22,6528
20	65	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	17,3227
21	63	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	16,7897
22	330	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	36,0579
23	265	Приготовление пищи	4100×10 ³	109,3	28,9556
24	133	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	35,4449
25	117	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	31,1809
26	156	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	41,5745
27	95	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	25,3178
28	87	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	23,1858
29	146	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	38,9095
30	159	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	42,3740

Окончание таблицы 3

Номер квартала	Количество потребителей	Назначение расходуемого газа	Норма расхода газа на одного потребителя		Расход газа, тыс.м ³ /год
			кДж	м ³	
31	155	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	41,3080
32	91	Приготовление пищи и горячей воды	10000×10 ³	266,5	24,2518
Всего					909,95

На основании расчетов приведенных в таблице 3 годовой расход газа на коммунально-бытовые нужды составляет 909,95 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды проведен по формуле (5) и сведен в таблицу 4. Годовой расход газа из таблицы 3. Число часов использования максимума, ч/год [3, приложение 9].

Таблица 4 – Расчет часового расхода газа на коммунально-бытовые нужды

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	26,6503	1800	14,8
2	32,5134	1800	18,1
3	39,9755	1800	22,2
4	14,7510	1800	8,2
5	9,6154	1800	5,3
6	11,0359	1800	6,1
7	11,9926	1800	6,7
8	8,5281	1800	4,7
9	12,2591	1800	6,8
10	38,6430	1800	21,4
11	19,6679	1800	10,9
12	24,0386	1800	13,4
13	66,6258	1800	37,0
14	26,1173	1800	14,5

Окончание таблицы 4

Номер квар- тала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
15	85,2810	1800	47,4
16	15,7343	1800	8,7
17	17,1548	1800	9,5
18	24,0386	1800	13,4
19	22,6528	1800	12,6
20	17,3227	1800	9,6
21	16,7897	1800	9,3
22	36,0579	1800	20,0
23	28,9556	1800	16,1
24	35,4449	1800	19,7
25	31,1809	1800	17,3
26	41,5745	1800	23,1
27	25,3178	1800	14,1
28	23,1858	1800	12,9
29	38,9095	1800	21,6
30	42,3740	1800	23,5
31	41,3080	1800	22,9
32	24,2518	1800	13,5
Всего			505

Часовой расход газа на коммунально-бытовые нужды в поселке по результатам расчета из таблицы 4 равен 505 м³/ч.

Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (4) и сведен в таблицу 5.

Исходные данные для расчета:

- раздел 1.1
- укрупненный показатель максимального часового расхода теплоты на отопление жилых зданий, $g = 670$ кДж/ч на 1 м² жилой площади [3, приложение 4].

Таблица 5 – Расчет годового расхода газа на нужды отопления и вентиляции

Номер квартала	Жилая площадь отапливаемых помещений частного сектора, м	Расход газа, тыс.м3/год
1	2000	144,6
2	2440	176,5
3	3000	217,0
4	Отопление и ГВС от котельной	-
5	Отопление и ГВС от котельной	-
6	Отопление и ГВС от котельной	-
7	900	65,1
8	640	46,3
9	920	66,5
10	2900	209,7
11	Отопление и ГВС от котельной	-
12	Отопление и ГВС от котельной	-
13	5000	361,6
14	1960	141,8
15	6400	462,9
16	Отопление и ГВС от котельной	-
17	Отопление и ГВС от котельной	-
18	Отопление и ГВС от котельной	-
19	1700	122,9
20	1300	94,0
21	1260	91,1
22	Отопление и ГВС от котельной	-
23	Отопление и ГВС от котельной	-
24	2660	192,4
25	2340	169,2
26	3120	225,6
27	1900	137,4
28	1740	125,8
29	2920	211,2
30	3180	230,0
31	3100	224,2
32	1820	131,6
Всего		3847,5

Из таблицы 5 видно, что годовой расход газа на нужды отопления и вентиляции составляет 3847,5 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции проведен по формуле (6) и сведен в таблицу 6. Годовой расход газа из таблицы 5.

Число часов использования максимума на отопление и вентиляцию определяется по формуле (7) и составляет

$$m_{ov} = 221 \left(24(1 + 0,25) \frac{20 - (-8.1)}{20 - (-37)} + 16 \cdot 0,25 \cdot 0,4 \frac{20 - (-8.1)}{20 - (-37)} \right) = 3443 \text{ ч/год}$$

Таблица 6 – Расчет часового расхода газа на нужды отопления и вентиляции жилого сектора

Номер квартала	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год	Число часов максимума	Часовой расход газа, м ³ /ч
1	144,6	3443	42,0
2	176,5	3443	51,3
3	217,0	3443	63,0
7	65,1	3443	18,9
8	46,3	3443	13,4
9	66,5	3443	19,3
10	209,7	3443	60,9
13	361,6	3443	105,0
14	141,8	3443	41,2
15	462,9	3443	134,4
19	122,9	3443	35,7
20	94,0	3443	27,3
21	91,1	3443	26,5
24	192,4	3443	55,9
25	169,2	3443	49,2
26	225,6	3443	65,5
27	137,4	3443	39,9
28	125,8	3443	36,5
29	211,2	3443	61,3
30	230,0	3443	66,8
31	224,2	3443	65,1
32	131,6	3443	38,2
Всего			1117,5

Часовой расход газа на нужды отопления и вентиляции посёлка по результатам расчета из таблицы 6 равен 1117,5 м³/ч.

Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне посёлка сведен в таблицу 7. Исходные данные: таблицы 3 и 5.

Таблица 7 – Расчет годового расхода газа потребителями, расположенными в посёлке

Номер квартала	Расход газа, тыс. м ³ /год		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	26,7	144,6	171,3
2	32,5	176,5	209,0
3	40,0	217,0	256,9
7	12,0	65,1	77,1
8	8,5	46,3	54,8
9	12,3	66,5	78,8
10	38,6	209,7	248,4
13	66,6	361,6	428,2
14	26,1	141,8	167,9
15	85,3	462,9	548,1
19	22,7	122,9	145,6
20	17,3	94,0	111,3
21	16,8	91,1	107,9
24	35,4	192,4	227,8
25	31,2	169,2	200,4
26	41,6	225,6	267,2
27	25,3	137,4	162,7
28	23,2	125,8	149,0
29	38,9	211,2	250,1
30	42,4	230,0	272,4
31	41,3	224,2	265,5
32	24,3	131,6	155,9
Всего			4757,5

Годовой расход природного газа потребителями, расположенными в посёлке составляет 4757,5 тыс. м³/год.

Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в жилой зоне посёлка сведен в таблицу 8. Исходные данные: таблицы 4 и 6.

Таблица 8 – Расчет часового расхода газа потребителями, расположенными в посёлке

Номер квартала	Расход газа, м ³ /ч		
	на коммунально-бытовые нужды	на отопление и вентиляцию	всего
1	14,8	42,0	56,8
2	18,1	51,3	69,3
3	22,2	63,0	85,2
7	6,7	18,9	25,6
8	4,7	13,4	18,2
9	6,8	19,3	26,1
10	21,5	60,9	82,4
13	37,0	105,0	142,0
14	14,5	41,2	55,7
15	47,4	134,4	181,8
19	12,6	35,7	48,3
20	9,6	27,3	36,9
21	9,3	26,5	35,8
24	19,7	55,9	75,6
25	17,3	49,2	66,5
26	23,1	65,5	88,6
27	14,1	39,9	54,0
28	12,9	36,5	49,4
29	21,6	61,3	83,0
30	23,5	66,8	90,3
31	22,9	65,1	88,1
32	13,5	38,2	51,7
Всего			1623,0

Часовой расход природного газа потребителями, расположенными в посёлке составляет 1623 м³/ч.

1.4 Расчет потребления газа котельными посёлка

Тепловая энергия, идущая на нужды населения, вырабатывается в котлах малой мощности, установленных в четырех котельных расположенных в посёлке. Исходные данные к расчету приведены в таблице 2.

Годовой расхода газа в целом по котельной, млн. м³/год, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{4,187 \cdot D}{Q_H^P \cdot (\eta/100)}, \quad (8)$$

где D – нагрузка котельной в течение года, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Требуемый часовой расход газа на котел, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = \frac{4187 \cdot D^{\text{ч}}}{Q_H^P \cdot (\eta/100)} \cdot 10^3, \quad (9)$$

где $D^{\text{ч}}$ – нагрузка котла, Гкал/год;

Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³, [раздел 1.2].

η – коэффициент полезного действия котла при работе на газе, %.

Расчет потребления природного газа котельными проведен по формулам (8) и (9) и приведен в таблице 9. Низшая теплота сгорания $Q_H^P = 37520$ кДж/м³.

Таблица 9 – Расчет потребления природного газа котельными

Абонент	Производительность котла		КПД	Часовой расход газа, м ³ /ч	Годовой расход газа, тыс. м ³ /год
	Гкал/ч	Гкал/год			
Котельная пром. зоны	6	20000	91	736	2,4524
Муниципальная котельная	2	7000	91	245	0,8583
Котельная №1	4	12000	91	491	1,4714
Котельная №2	4,5	15000	91	552	1,8393
Всего				2023	6,6215

Для газоснабжения котельных поселка требуется 6,6215 тыс. м³/год газа.

1.5 Расчет потребления промышленными и коммунальными объектами

При расчете потребления газа хлебозаводами, норма расхода теплоты отнесена к одной тонне выпускаемой продукции. При производстве хлеба расчет ведется в предположении, что объем суточной выпечки на 1000 жителей составляет 0,6... 0,8 т. Годовой расход газа, тыс. м³/год, потребляемого хлебозаводами, определяется по формуле

$$Q_{\text{год}} = \frac{P}{1000} 365 N \frac{Q}{Q_H^P} 10^{-3}, \quad (10)$$

где P – объем суточной выпечки на 1000 жителей, т; N – численность населения микрорайона, чел.; Q – норма расхода газа на данный вид коммунальных услуг, кДж; Q_H^P – низшая теплота сгорания сухого газа, кДж/м³.

$$Q_{\text{год}} = \frac{0,6}{1000} 365 \cdot 4500 \frac{2500000}{37520} 10^{-3} = 65,66$$

Часовой расход газа, тыс. м³/год, потребляемого хлебозаводами, определяется по формуле

$$Q_{\text{ч}} = Q_{\text{год}} 10^3 / m, \quad (11)$$

где $Q_{\text{год}}$ – годовой расход газа, тыс. м³/год; m – число часов использования максимума, ч/год.

$$Q_{\text{ч}} = 65,66 \cdot 10^3 / 6000 = 10,94$$

На основании расчетов в разделах 1.2 – 1.5 данные о расходах газа по видам потребления приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Расход газа по видам потребления в посёлке

Наименование абонента	Расход газа тыс. м ³ /год	Часовой расход газа, м ³ /ч
Котельная пром.зоны	2452,4	736
Муниципальная котельная	858,3	245
Котельная 1	1471,4	491
Котельная 2	1839,3	552
Хлебозавод	65,7	11
Жилая зона	4757,5	1623,0
Всего	11444,6	3657

Согласно расчетам для газоснабжения жилого сектора поселка требуется 4757,5 тыс. м³/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 1623 м³/ч; расход газа на нужды отопления и вентиляции 3847,5 тыс. м³/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 1118 м³/ч; расход газа на коммунально-бытовые нужды 909,95 тыс.м³/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 505м³/ч; для газоснабжения котельных требуется 6,6215 тыс. м³/год газа, расчетный часовой расход газа составляет 2023 м³/ч.

1.6 Принципиальная схема газоснабжения населенного пункта

Распределительные газопроводы по принципу построения делятся на кольцевые, тупиковые и смешанные.

Связь между газопроводами различных давлений, входящих в систему газоснабжения, предусматривают только через газорегуляторные пункты (ГРП) или газорегуляторные установки (ГРУ).

В ВКР разработана двухступенчатая система газоснабжения. Сеть низкого давления состоит из 4 колец и 14 ответвлений. Сеть среднего давления рассчитана кольцевой и тупиковой. Принята кольцевая схема для сети среднего давления. В целом для газоснабжения поселка требуется 11444,6 тыс. м³/год природного газа.

С учетом планировки посёлка, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные сети низкого и среднего давлений.

1.7 Выбор оптимального количества сетевых ГРП

Для подвода газа в поселок проектом предусмотрен тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления, к которому производится присоединение трех сетевых ГРП и четырех ГРУ.

Из условия оптимального расстояния действия ГРП, снижающего давление со среднего до низкого, 600-800 метров, в поселке проектируются три сетевых

газорегуляторных пункта. Сетевые газорегуляторные пункты располагаются в северной, центральной и южной частях поселка.

На территории села проектом предусматривается размещение газорегуляторных пунктов, в отопительных котельных для снижения давления газа проектом предлагается в каждой котельной установить газорегуляторную установку.

1.8 Трассировка газовых сетей в посёлке

На территории населенных пунктов газопроводы прокладываются, как правило, под землей. Надземная и наземная прокладка допускается внутри жилых кварталов и дворов, а также на других отдельных участках трассы. На территории промышленных предприятий прокладка наружных газопроводов осуществляется, как правило, надземно.

Выбор трассы газопроводов производится с учетом коррозионной активности грунтов и наличия блуждающих токов, плотности застройки, экономической эффективности и т. д.

Вводы газопроводов в жилые дома предусматриваются в нежилые помещения, доступные для осмотра и ремонта газовых систем. Целесообразно вводы газопроводов в общественные и жилые здания осуществлять непосредственно в помещения, где установлены газовые приборы. Вводы не должны проходить через фундаменты и под фундаментами зданий.

Соединение стальных труб выполняется на сварке. Резьбовые и фланцевые соединения предусматриваются в местах установки запорной арматуры, горелок, контрольно-измерительных приборов, автоматики и др.

Минимальные расстояния по горизонтали и вертикали между газопроводами и зданиями, промпроводками, сооружениями принимаются проектными организациями в соответствии с действующими нормативными документами [7, 17]. Допускается уменьшение этих расстояний в стесненных условиях. Решение об этом принимается проектной организацией с указанием дополнительных мероприятий по качеству применяемых труб, контролю сварных со-

единений и др. Глубина прокладки газопроводов принимается не менее 0,8 м до верха газопровода или футляра, допускается уменьшение до 0,6 м в местах, где нет проезда транспорта.

Надземные газопроводы прокладываются на негорючих опорах или по стенам зданий.

Запрещается транзитная прокладка газопроводов: по стенам зданий детских учреждений, больниц, школ и зрелищных предприятий — газопроводов всех давлений; по стенам жилых домов — газопроводов среднего и высокого давления.

В котельных проектом предлагается для снижения давления газа перед газогорелочными устройствами установить газорегуляторные установки. С учетом планировки посёлка, для газоснабжения жилого сектора проектируются подземные кольцевые сети низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными.

При газификации посёлка в центральной части прокладываются подземные газопроводы низкого давления, тупиковые участки проектируются надземными по экономическим соображениям.

1.9 Распределительные сети низкого давления

Сеть низкого давления выполняется с кольцеванием основных газопроводов, в том числе связывающих источники питания (ГРП) по низкому давлению. Всю газоснабжаемую селитебную территорию делят на несколько районов. После разделения газоснабжаемой территории по районам осуществляют трассировку распределительной сети, в результате чего выявляют контуры газопроводов, к которым будет присоединено большое число различных потребителей. Это могут быть отдельные стояки жилых зданий, отдельные жилые здания, коммунальные, общественные и прочие потребители. Кроме того, к ним присоединяют ответвления, которые подают газ группам зданий. Отличительная особенность этих потребителей состоит в том, что заранее не известны места их присоединения к

газопроводу. Схема газовой сети низкого давления – лист 2 графической части, расход газа по кварталам – таблица 7.

Расчет расхода газа в распределительных газопроводах низкого давления проведен по методике, приведенной в [7], расчетный расход газа, м³/ч, определяется по формуле

$$Q_p = Q_T + 0,55 Q_{\Pi}, \quad (12)$$

где Q – расчетный расход газа на участке, м³/ч;

Q_T – транзитный расход газа на участке, м³/ч;

Q_{Π} – путевой расход газа на участке, м³/ч.

Путевой расход для каждого участка, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_p = g_{y\partial} \cdot l, \quad (13)$$

где $g_{y\partial}$ – удельный путевой расход газа на участке, м³/ч·м;

l – длина рассчитываемого участка, мм;

Удельный путевой расход газа на участке равен сумме удельных расходов газа питающих контуров, которые обслуживает данный участок.

Удельный путевой расход газа для питающих контуров, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$g_{y\partial} = Q_K / l_K, \quad (14)$$

где Q_K – расход газа в питающем контуре, м³/ч;

l_K – длина рассматриваемого контура, м.

Расчет удельных путевых расходов газа для всех питающих контуров сетей проведен по формуле (14) – таблица 12.

Таблица 12 – Удельные путевые расходы газа для всех питающих контуров сети

Контур, сектор, потребитель	Номер квартала	Расход газа в питающем контуре, м3/ч	Длина питающего контура, м	Удельный путевой расход газа питающего контура, м3/ч·м
Контур 1	12,18,23	42,8	2700,0	0,0158
Контур 2	21,26,27	178,4	2710,0	0,0171
Контур 3	9,10,15	290,4	2490,0	0,0303
Контур 4	16,11,17,22	49,2	1700,0	0,0289
Сектор 1	1	56,8	500	0,0296
Сектор 2	2	69,3	760	0,0237
Сектор 3	3	85,2	600	0,0370
Сектор 4	4,5,6,7	45,2	1460	0,0180
Сектор 5	13	142,1	880	0,0420
Сектор 6	19	48,3	850	0,0148
Сектор 7	24	75,6	700	0,0281
Сектор 8	29,28	132,4	1240	0,0278
Сектор 9	31,32	139,8	1090	0,0334
Сектор 10	30	90,4	500	0,0470
Сектор 11	25	66,5	860	0,0201
Сектор 12	20	36,9	1060	0,0090
Сектор 13	14	55,7	1260	0,0115
Сектор 14	8	18,2	680	0,0069
Всего		1623	-	-

Расчет путевого расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления проведен по формуле (12) – таблица 13.

Таблица 13– Расчет путевого расхода газа

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путь- вой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
1-2	600	K1, C8	$0,0159 + 0,1068 = 0,1227$	73,6
2-3	250	K1, K4	$0,0159 + 0,0290 = 0,0449$	11,2
3-4	250	K1, K4	$0,0159 + 0,0290 = 0,0449$	11,2
4-5	250	K1, K4	$0,0159 + 0,0290 = 0,0449$	11,2
5-6	600	K1, C4	$0,0159 + 0,0310 = 0,0469$	28,1
6-7	250	K1, C5	$0,0159 + 0,1614 = 0,1773$	44,3
7-8	250	K1, C6	$0,0159 + 0,0568 = 0,0727$	18,2
8-1	250	K1, C7	$0,0159 + 0,1080 = 0,1239$	31,0
10-11	250	K2, C11	$0,0659 + 0,0773 = 0,1432$	35,8
11-12	250	K2, C12	$0,0659 + 0,0348 = 0,1007$	25,2
12-13	440	K2, K3	$0,0659 + 0,1166 = 0,1825$	80,3
13-14	250	K2	0,0659	16,5
14-15	400	K2	0,0659	26,3
15-16	280	K2, C8	$0,0659 + 0,1068 = 0,1727$	48,3
16-9	400	K2, C9	$0,0659 + 0,1283 = 0,1942$	77,6
17-18	300	K3, C3	$0,1166 + 0,1421 = 0,2587$	77,6
18-19	250	K3	0,1166	29,2
19-13	250	K3, K4	$0,1166 + 0,0290 = 0,1456$	36,4
13-12	440	K3, K2	$0,0659 + 0,1166 = 0,1825$	85,4
12-20	250	K3, C13	$0,1166 + 0,0442 = 0,1608$	40,2
20-21	360	K3, C13	$0,1166 + 0,0442 = 0,1608$	57,9
21-22	200	K3, C14	$0,1166 + 0,0267 = 0,1433$	28,7
22-23	340	K3, C2	$0,1166 + 0,0912 = 0,2078$	70,7

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
23-17	100	К3,С3	$0,1166+0,1421=0,2587$	25,9
2-3	250	К4, К1	$0,0290 + 0,0159=0,0449$	11,2
3-4	250	К4, К1	$0,0290 +0,0159 = 0,0449$	11,2
4-5	250	К4, К1	$0,0290 +0,0159 = 0,0449$	11,2
5-24	340	К4, С4	$0,0290 +0,0310=0,0599$	20,4
18-24	340	С4	0,0310	10,5
18-19	250	К4, К3	$0,0290+0,1166=0,1456$	29,2
19-13	250	К4, К3	$0,0290+0,1166=0,1456$	36,4
13-14	250	К4, К2	$0,0290 +0,0658=0,0948$	16,5
14-15	400	К4, К2	$0,0290 +0,0658=0,0948$	26,3
2-15	360	К4, С8	$0,0290 +0,1068=0,1358$	48,9
22-35	280	С1,С14	$0,1137+0,0267=0,1404$	39,3
22-36	220	С1,С2	$0,1137+0,0912=0,2049$	45,1
22-36	220	С2,С1	$0,0912+0,1137=0,2049$	45,1
22-23	340	С2,К3	$0,0912+0,1166=0,2078$	70,7
23-25	200	С2,С3	$0,0912+0,1421=0,2333$	46,7
23-25	200	С3,С2	$0,1421+0,0912=0,2333$	46,7
17-23	100	С3,К3	$0,1421+0,1166=0,2587$	25,9
17-18	300	С3,К3	$0,1421+0,1166=0,2587$	77,6
18-24	340	С4,К4	$0,0310+0,0290=0,0600$	10,5
5-24	340	С4,К4	$0,0310+0,0290=0,0600$	20,4
5-6	600	С4,К1	$0,0310+0,0159=0,0469$	28,1

Продолжение таблицы 13

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путевой расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
6-26	180	C4,C5	0,0310+0,1614=0,1924	34,6
26-27	300	C5	0,1614	48,4
6-26	180	C5,C4	0,1614+0,0310=0,1924	34,6
6-7	250	C5,K1	0,1614+0,0159=0,1773	44,3
7-28	150	C5,C6	0,1614+0,0568=0,2182	32,7
7-28	150	C6,C5	0,0568+0,1614=0,2182	32,7
7-8	250	C6,K1	0,0568+0,0159=0,0727	18,2
8-29	450	C6,C7	0,0568+0,1080=0,1648	74,2
1-8	250	C7,C6	0,1080+0,0568=0,1648	31,0
8-29	450	C7,K1	0,1080+0,0159=0,1239	74,2
1-2	600	C8,K1	0,1068+0,0159=0,1227	73,6
2-15	360	C8,K4	0,1068+0,0290=0,1358	48,9
15-16	280	C8,K2	0,1068+0,0658=0,1726	48,3
9-10	440	C9,K2	0,1283+0,0658=0,1941	85,4
9-16	400	C9,K2	0,1283+0,0658=0,1941	77,6
10-30	250	C9,C10	0,1283+0,1807=0,3090	77,2
10-30	250	C10,C9	0,1807+0,1283=0,3090	77,2
10-31	250	C,10,C11	0,1807+0,0773=0,2580	64,5
10-31	250	C11,C10	0,0773+0,1807=0,2580	64,5
10-11	250	C11,K2	0,0773+0,0658=0,1431	35,8
11-32	360	C11,C12	0,0773+0,0348=0,1121	40,4

Окончание таблицы 13

Номер участка	Длина участка, м	Номер обслуживаемого контура (сектора)	Удельный путь расход газа на участке, м ³ /ч·м	Путевой расход газа, м ³ /ч
11-32	360	C12,C11	0,0348+0,0773= 0,1121	40,4
11-12	250	C12,K2	0,0348+0,0658= 0,1006	25,2
12-33	450	C12,C13	0,0348+0,0442= 0,0790	35,6
12-33	450	C13,C10	0,0442+0,1807= 0,2249	35,6
12-20	250	C13,K3	0,0442+0,1166= 0,1608	40,2
20-21	360	C13,K3	0,0442+0,1166= 0,1608	57,9
21-34	200	C13,C14	0,0442+0,0267= 0,0709	14,2
21-34	200	C14,C13	0,0267+0,0442= 0,0709	14,2
21-22	200	C14,K3	0,0267+0,1166= 0,1433	28,7
22-35	280	C14,C1	0,0267+0,1137= 0,1404	39,3
Всего				1623

Транзитный расход газа – это расход газа, проходящий по участку газопровода, и разбираемый потребителями на последующих участках газовой сети. Для определения транзитного расхода газа необходимо рассмотреть пути его движения, точки конечной доставки и определить точки распределения потоков. Расчет транзитного расхода газа начинают с конечного участка пути движения.

Транзитный расход газа, м³/ч, рассчитывается по формуле

$$Q_{Ti} = \sum (Q_{T(i+1)} + Q_{П(i+1)}), \quad (14)$$

где Q_{Ti} – транзитный расход газа рассматриваемого участка, м³/ч;

$Q_{T(i+1)}$ – транзитный расход газа на следующем участке по ходу движения, м³/ч;

$Q_{П(i+1)}$ – путь расход газа на следующем участке по ходу движения, м³/ч.

Расчет транзитного расхода газа на рассматриваемых участках распределительных газопроводов низкого давления – таблица 14.

Таблица 14 – Расчет транзитного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м3/ч	Перечень участков для определения транзитного расхода газа	Транзитный расход газа, м3/ч
1-2	73,6	2-3,2-15	105,8
2-3	11,2	3-4	32,6
3-4	11,2	4-5	21,4
4-5	11,2	0,5/5-24	10,2
5-6	28,1	0,5/5-24	10,2
6-7	44,3	5-6,6-26	121,4
7-8	18,2	7-6,7-28	198,4
8-1	31,0	7-8,8-29	290,8
9-10	85,4	10-11,10-30,10-31	305,1
10-11	35,8	11-12,11-32	127,6
11-12	25,2	0,5/12-13, 0,5/13-33	62,0
12-13	80,3	0,5/13-14	8,2
13-14	16,5	нет	0,0
14-15	26,3	нет	0,0
15-16	48,3	0,5/15-14	13,2
16-9	77,6	15-16	61,5
17-18	77,6	18-19,18-24	84,3
18-19	29,2	19-13	44,6
19-13	36,4	0,5/13-14	8,2
12-20	40,2	0,5/12-13,05/12-33	62,0
20-21	57,9	12-20	102,3
21-22	28,7	20-21,21-34	174,3
22-23	70,7	22-21,22-35,22-36	287,4
23-17	25,9	22-23,23-25	404,7
5-24	20,4	нет	0,0
18-24	10,5	нет	0,0
2-15	48,9	0,5/15-14	13,2
22-36	45,1	нет	0,0
23-25	46,7	нет	0,0
6-26	34,6	26-27	48,4
26-27	48,4	нет	0,0
7-28	32,7	нет	0,0
8-29	74,2	нет	0,0
10-30	77,2	нет	0,0
10-31	64,5	нет	0,0
11-32	40,4	нет	0,0
12-33	35,6	нет	0,0
21-34	14,2	нет	0,0
Всего	1623		

Определение расчетного расхода газа в распределительных газопроводах выполнено по формуле (15) – таблица 15.

Таблица 15– Определение расчетного расхода газа

Номер участка	Путевой расход газа, м ³ /ч	Транзитный расход газа, м ³ /ч	Расчетный расход га- за
1-2	73,6	105,8	146
2-3	11,2	32,6	39
3-4	11,2	21,4	28
4-5	11,2	10,2	16
5-6	28,1	10,2	26
6-7	44,3	121,4	146
7-8	18,2	198,4	208
8-1	31,0	290,8	308
9-10	85,4	305,1	352
10-11	35,8	127,6	147
11-12	25,2	62,0	76
12-13	80,3	8,2	52
13-14	16,5	0,0	9
14-15	26,3	0,0	14
15-16	48,3	13,2	40
16-9	77,6	61,5	104
17-18	77,6	84,3	127
18-19	29,2	44,6	61
19-13	36,4	8,2	28
12-20	40,2	62,0	84
20-21	57,9	102,3	134
21-22	28,7	174,3	190
22-23	70,7	287,4	326
23-17	25,9	404,7	419
5-24	20,4	0,0	11
18-24	10,5	0,0	6
2-15	48,9	13,2	40
22-35	39,3	0,0	22
22-36	45,1	0,0	25
23-25	46,7	0,0	26
6-26	34,6	48,4	67
26-27	48,4	0,0	27
7-28	32,7	0,0	18
8-29	74,2	0,0	41
10-30	77,2	0,0	42
10-31	64,5	0,0	35
11-32	40,4	0,0	22
12-33	35,6	0,0	20
21-34	14,2	0,0	8

1.9 Гидравлический расчет газовых сетей низкого давления

В основе гидравлического расчета газопроводной сети лежит определение оптимальных параметров, обеспечивающих пропуск необходимых количеств газа при допустимых перепадах давления. Расчет ведется исходя из максимально возможных расходов газа в часы максимального газопотребления. При этом учитываются часовые расходы газа на нужды коммунально-бытовых потребителей, а также на индивидуально-бытовые нужды населения (отопление, горячее водоснабжение). Как правило, при гидравлическом расчете газопроводов среднего давления расчетные расходы газа потребителями принимаются в качестве сосредоточенных нагрузок, для сетей низкого давления учитывается также и равномерно распределенная нагрузка. Отличительной особенностью систем газоснабжения среднего давления с установкой газорегуляторных пунктов у каждого потребителя или небольшой группы потребителей населенного пункта является применимость к ним принципа расчета сетей с равномерно распределенными нагрузками.

При движении газа по трубопроводам происходит постепенное снижение первоначального давления за счет преодоления сил трения и местных сопротивлений.

$$\Delta p = \Delta p_{тр} + \Delta p_{м.с.}, \text{ МПа/ч.} \quad (15)$$

Средняя скорость движения газа в трубе, м/с

$$\omega = \frac{V}{F}, \quad (16)$$

где V – объемный расход газа, м³/с;

F – площадь поперечного сечения трубы, м².

В зависимости от скорости потока, диаметра трубы и вязкости газа течение его может быть ламинарным, т.е. упорядоченным в виде движущихся один относительно другого слоев, и турбулентным, когда в потоке газа возникают завихрения и слои перемешиваются между собой. Режим движения газа характеризуется величиной критерия Рейнольдса.

$$R_e = \omega \cdot D / \nu, \quad (17)$$

где ω – скорость потока, м/с;

D – диаметр трубопровода, м;

ν – кинематическая вязкость, м²/с.

Интервал перехода ламинарного движения в турбулентное называется критическим и характеризуется $Re = 2000–4000$. При $Re < 2000$ течение ламинарное, а при $Re > 4000$ – турбулентное.

Практически в распределительных газопроводах преобладает турбулентное движение газа. Лишь в газопроводах малого диаметра, например во внутридомовых, при небольших расходах газ течет ламинарно. Течение газа по подземным газопроводам считают изотермическим процессом, так как температура грунта вокруг газопровода за короткое время протекания газа изменяется мало.

Различают гидравлический расчет сетей низкого давления и среднего давления.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_0}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (18)$$

где P_n и P_k – абсолютные давления газа в начале и в конце газопровода, МПа;

l – длина газопровода, м;

V – расход газа при нормальных условиях, м³/ч;

ρ_0 – плотность газа при нормальных условиях, кг/м³;

$P_0 = 0,101325$ МПа;

d – внутренний диаметр газопровода, см.

Для сетей низкого давления потери

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{10^6}{162 \cdot \pi^2} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 6261 \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l, \quad (19)$$

где P_n – давление в начале газопровода, Па;

P_k – давление в конце газопровода, Па.

При выполнении гидравлического расчета газопроводов расчетный внутренний диаметр газопровода, см, можно предварительно определить по формуле

$$d_p = \sqrt[n]{\frac{A \cdot B \cdot \rho_0 \cdot Q_o^m}{\Delta P_{y\partial}}}, \quad (20)$$

где d_p – расчетный внутренний диаметр, см;

A – коэффициент, зависящий от категории сети. Для низкого давления

$$A = 10^6 / (162 \pi^2) = 626, \text{ для сети среднего давления } A = \frac{\text{Ошибка! Закладка не определена.}_0}{P_m \cdot 162 \cdot \pi^2},$$

откуда $P_0 = 0,101325$ МПа;

P_m – усредненное абсолютное давление газа в сети, МПа;

B, m, n – коэффициенты, зависящие от материала газопровода. Для стальных труб $B = 0,022, m = 2, n = 5$, для полиэтиленовых $B = 0,0446, m = 1,75, n = 4,75$;

Q_0 – расчетный расход газа, м³/ч, при нормальных условиях;

$\Delta P_{y\partial}$ – удельные потери давления (Па/м – для сетей низкого давления, МПа/м – для сетей среднего давления), определяемые по формуле

$$\Delta P_{y\partial} = \frac{\Delta P_{\partial on}}{1,1 \cdot L}, \quad (21)$$

где $\Delta P_{\partial on}$ – допустимые потери давления (Па – для сетей низкого давления, МПа – для сетей среднего давлений);

L – расстояние до самой удаленной точки, м.

Внутренний диаметр газопровода принимается из стандартного ряда внутренних диаметров трубопроводов: ближайший больший – для стальных газопроводов и ближайший меньший – для полиэтиленовых.

Коэффициент гидравлического трения λ определяется в зависимости от режима движения газа по газопроводу, характеризуется числом Рейнольдса.

$$R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} R_e = \frac{V}{9\pi \cdot d \cdot \nu} = 0,0354 \frac{V}{d \cdot \nu}, \quad (22)$$

где ν – коэффициент кинематической вязкости газа, м²/с, при нормальных условиях;

d – внутренний диаметр трубопровода, см;

V – расход газа, м³/ч, при нормальных условиях.

А также в зависимости от гидравлической гладкости внутренней стенки газопровода, определяемой по условию

$$R_e \left(\frac{n}{d} \right) < 23, \quad (23)$$

где n – эквивалентная абсолютная шероховатость внутренней поверхности стенки трубы, принимаемая равной для новых стальных 0,01 см, для бывших в эксплуатации стальных – 0,1 см, для полиэтиленовых независимо от времени эксплуатации – 0,0007 см, для медных труб – 0,001 см.

В зависимости от значения Re коэффициент гидравлического трения λ :
для ламинарного режима движения газа при $Re \leq 2000$

$$\lambda = \frac{64}{R_e} \quad (24)$$

для критического режима движения газа при $Re = 2000 - 4000$

$$\lambda = 0,0025 \cdot R_e^{0,333} \quad (25)$$

При $Re > 4000$ в зависимости от выполнения условия (22):
для гидравлически гладкой стенки (неравенство (22) справедливо):

при $4000 < Re < 100000$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (26)$$

при $Re > 100000$

$$\lambda = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re - 1,64)^2} \quad (27)$$

для шероховатых стенок (неравенство (22) несправедливо) при $Re > 4000$

$$\lambda = 0,11 \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{Re} \right)^{0,25} \quad (28)$$

Таким образом, при проведении гидравлических расчетов газораспределительной сети учитывается материал газопровода, а также процесс старения трубы, который выражается в увеличении шероховатости и зарастании стальных труб и неизменности шероховатости в процессе эксплуатации и ползучести полиэтилено-

вых труб. Ползучесть полиэтиленовой трубы выражается в увеличении внутреннего диаметра на 5% в процессе эксплуатации под воздействием внутреннего давления в результате уменьшения толщины стенки трубы. Гидравлический расчет распределительной газовой сети низкого давления – приложение А. Гидравлический расчет тупиковых ответвлений – таблица 16.

Таблица 16 – Гидравлический расчет тупиковых ответвлений

Номер участка	l , м	$d_n \times s$, мм	Q_p , м ³ /ч	λ	ΔP , Па
22-35	280	89x5 (79)	39	0,0300	231
22-36	220	89x5(79)	45	0,0290	230
23-25	200	89x5(79)	46	0,0287	222
6-26	180	70x5(60)	34	0,0311	472
26-27	300	89x5(79)	48	0,0285	356
7-28	150	70x5(60)	32	0,0293	331
8-29	450	108x5(98)	74	0,0270	404
10-30	250	108x5(98)	77	0,0267	241
10-31	250	89x5(79)	64	0,0286	530
11-32	360	89x5(79)	40	0,0298	311
12-33	450	89x5(79)	35	0,0307	311
21-34	200	70x5(60)	14	0,0361	102

1.10 Распределительные сети среднего давления

Для снижения давления газа поступающего в поселок из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

Для подвода газа в котельную, а так же к кольцевым сетям низкого давления, обеспечивающих подачу газа потребителям в поселке, в работе запроектирован тупиковый распределительный подземный газопровод среднего давления.

Сети среднего давления являются управляемыми, к ним присоединяются ограниченное количество потребителей, перечень – таблица 17.

Таблица 17– Перечень потребителей присоединенных к распределительной сети среднего давления

Наименование потребителя	Расход газа, м ³ /ч	Минимально допустимое давление перед потребителем, кПа
Котельная пром. Зоны	736	10
Муниципальная котельная	245	10
Котельная №1	491	10
Котельная №2	552	10
Хлебозавод	11	5
ГРП №1	501	5
ГРП №2	530	5
ГРП №3	593	5

В таблице 17 показаны минимально допустимые давления перед потребителями.

1.11 Гидравлический расчет сети среднего давления

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления проведен по методике, приведенной в [7]. Целью гидравлического расчета является определение диаметра распределительного газопровода и диаметра ответвлений, чтобы к каждому из потребителей поступал требуемый расход газа. Расчетная схема распределительного газопровода среднего давления – лист 2 графической части.

Диаметры участков определяется в зависимости от газа, проходящего по участку, и располагаемого перепада квадрата давления на участке, кПа²/м, которое определяется по формуле

$$\Delta P_{уч} = (p_{Н.уч}^2 - p_{К}^2) 100 / 1,1 l_{ОТВ}, \quad (29)$$

где $p_{Н.уч}$ – давление газа в начале участка, мПа;

$p_{К}$ – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, мПа;

l_{OTB} – длина участка, м.

Расчет распределительной газовой сети среднего давления сводится к определению давления газа в конце ответвления, которое должно удовлетворять условие

$$p_{K.уч} > p_K, \quad (30)$$

где $p_{K.уч}$ – давление газа в конце участка, мПа;

p_K – давление газа для нормальной работы потребителей, минимальное конечное давление в конце участка, мПа.

Давление газа в конце ответвления, мПа, рассчитывается по формуле

$$p_{K.уч} = \sqrt{p_{H.уч}^2 - (p_H^2 - p_K^2)_{уч}}, \quad (31)$$

где $p_{H.уч}$ – давление газа в начале участка, мПа;

$(p_H^2 - p_K^2)_{уч}$ – потери квадрата давления газа на участке, мПа².

Давление газа перед ответвлением, мПа, рассчитывается по формуле

$$p_{H.уч} = \sqrt{p_H^2 - \sum \Delta P_c}, \quad (32)$$

где p_H – начальное давление газа после головного ГРП, мПа;

$\sum \Delta P_c$ – суммарные потери квадрата давления по ходу движения газа в распределительной газовой сети, мПа².

Потери квадрата давления на участке определяются по формуле

$$(p_H^2 - p_K^2)_{уч} = 1,1 \frac{p_H^2 - p_K^2}{l} 100 l_{уч} / 100, \quad (33)$$

где $\frac{p_H^2 - p_K^2}{l} 100$ – потери квадрата давления на 100 метров длины участка, мПа²;

$l_{уч}$ – длина рассчитываемого участка, м.

При гидравлическом расчете газопроводов среднего давления, в которых перепады давления значительны, изменение плотности и скорости движения газа необходимо учитывать, поэтому потери давления на преодоление сил трения в таких газопроводах определяются по формуле

$$P_n^2 - P_k^2 = \frac{P_o}{81 \cdot \pi} \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho_0 \cdot l = 1,2687 \cdot 10^{-4} \cdot \lambda \frac{V^2}{d^5} \rho \cdot l, \quad (34)$$

где $d_{уч}$ – диаметр участка, мм;

$QUЧ$ – расход газа на участке, м³/ч.

Относительная ошибка в кольцах рассчитывается по формуле

$$\Delta = \frac{\sum \Delta P}{0,5 / \sum \Delta P /} 100\% \text{ менее } 10\%, \quad (35)$$

где $\sum \Delta P$ – суммарные потери давления всех участков кольца, Па; $/ \sum \Delta P /$ – суммарные потери давления всех участков кольца по модулю, Па.

Чтобы приступить к гидравлической увязке колец рассчитываемой сети, необходимо знать поправочный круговой расход в кольце. Для этого необходимо вычислить величину зависимости потерь давления и расхода на участках – $\Delta P / Q_P$, где ΔP – потери давления на участке, Па; Q_P – расчетный расход газа на участке, м³/ч.

Первый поправочный круговой расход рассчитывается по формуле

$$\Delta Q_{K_i}^1 = - \frac{\sum \Delta P}{1,75 \sum \frac{\Delta P}{Q_P}}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (36)$$

где $\sum \Delta P$ – потери давления в кольце, Па; $\sum \frac{\Delta P}{Q_P}$ – зависимость потерь давления и расхода в кольце.

Поправочные круговые расходы для колец сети определяются с учетом рассчитанного поправочного расхода предыдущих колец. Для первого кольца поправочный круговой расход определяется по формуле

$$\Delta Q_{K_1} = \Delta Q_{K_1}^1 + \frac{\sum ((\Delta P / Q_P)_n \Delta Q_{K_n}^1)}{\sum (\Delta P / Q_P)_1}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

где $\Delta Q_{K_1}^1$ – первый поправочный круговой расход первого кольца, м³/ч; $(\Delta P / Q_P)_n$ – зависимость потерь давления и расхода на участках соседнего кольца, попадающих в контур расчетного кольца; $\Delta Q_{K_n}^1$ – первый поправочный круговой расход в

n -м кольце, м³/ч; $\sum (\Delta P / Q_P)_1$ - зависимость потерь давления и расхода в первом кольце.

Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления – таблица 18.

Таблица 18 – Гидравлический расчет распределительной газовой сети среднего давления

Номер участка	Расход газа на участке, Q_{AB} , м ³ /ч	Длина участка, $l_{отв,м}$	Диаметр участка, $dn \times s$, мм	Коэффициент гидравлического трения λ	Перепад давления на участке, $(p_H^2 - p_K^2)_v$, кПа ²	Начальное давление газа, $p_{H,отв}$ МПа	Конечное давление газа, $p_{K,отв}$ МПа
1-2	3658	300	168x6 (156)	0,0183	0,0088	0,280	0,264
2-3	1328	560	114x5(104)	0,0204	0,0183	0,264	0,227
3-4	838	1380	114x5 (104)	0,0209	0,0184	0,227	0,181
4-5	593	400	76x5 (68)	0,0226	0,0242	0,181	0,093
2-6	2329	580	168x6 (156)	0,0186	0,0070	0,264	0,250
6-7	1594	780	114x5 (104)	0,0202	0,0364	0,250	0,162
7-8	1092	520	114x5 (104)	0,0206	0,0116	0,162	0,121
8-9	541	320	114x5 (104)	0,0216	0,0018	0,121	0,113
9-10	530	780	114x5 (104)	0,0217	0,0043	0,113	0,092
3-A3	491	20	60x5 (50)	0,0240	0,0041	0,227	0,217
4-A2	245	50	60x5 (50)	0,0247	0,0026	0,181	0,174
6-A1	736	80	60x5 (50)	0,0238	0,0365	0,250	0,162
7-ГРП№1	501	120	76x5 (68)	0,0228	0,0052	0,162	0,145
8-A4	552	180	76x5 (68)	0,0227	0,0095	0,121	0,071
9-A5	11	20	60x5 (50)	0,0369	0,0000	0,113	0,113

Конечное давление в ответвлении на всех участках больше чем давление газа для нормальной работы потребителей.

1.12 Подбор газорегуляторных пунктов и газорегуляторных установок

Для снижения давления газа поступающего в поселок из магистрального газопровода, проектируется головной газорегуляторный пункт.

С учетом планировки посёлка, из условия оптимального расстояния действия ГРП 600-800 метров, в микрорайоне проектируются три сетевых газорегуляторных пункта, и пять газорегуляторных установки.

В зависимости от величины давления газа на вводе в ГРП их разделяют на ГРП среднего давления с давлением газа до 0,3 МПа и ГРП высокого давления с давлением газа более 0,3 до 1,2 МПа избыточных.

ГРП могут быть сетевыми, питающими городскую распределительную сеть низкого и среднего давлений, и объектовыми, подающими газ необходимого давления промышленным и коммунально-бытовым потребителям. ГРП следует размещать в отдельно стоящих зданиях или в шкафах. ГРП располагают в садах, скверах, внутри жилых кварталов, во дворах, на территории промышленных и коммунальных предприятий. ГРП, располагаемые в шкафах, устанавливают на отдельных несгораемых опорах. Шкафы следует располагать на высоте, удобной для обслуживания и ремонта. Расстояние от шкафа до окна или двери должно быть не менее 3 м при условии, что давление газа не более 0,3 МПа. Расстояние по вертикали от шкафа до оконных проемов должно быть не менее 5 м.

ГРП следует располагать в светлых и несгораемых одноэтажных помещениях с покрытиями, легко сбрасываемыми при действии взрывной волны с массой на 1 м^2 не более 120 кг. В случае применения трудно-сбрасываемых покрытий общая площадь оконных, дверных проемов и световых фонарей принимается не менее 500 см на 1 м^3 внутреннего объема помещения. Двери помещений должны открываться наружу. Вопрос об отоплении ГРП решают в зависимости от климатических условий, влажности газа и конструкции применяемого оборудования. В отапливаемых помещениях ГРП температуру воздуха следует поддерживать не менее 5°C . Отопление может быть водяным, паровым или от индивидуальной отопительной установки. Здание ГРП оборудуют естественной вентиляцией, обеспечивающей трехкратный воздухообмен. Вытяжку осуществляют с помощью дефлектора, а приточный воздух поступает через жалюзийную решетку. Помещение ГРП должно иметь естественное освещение. Электрическое освещение ГРП может быть внутренним во взрывобезопасном исполнении или наружным в обычном исполнении (кососвет). Если расстояние от ГРП до ближайшего здания больше высоты этого здания, то ГРП оборудуют молниеотводами. При размещении ГРП в шкафу, его следует изготавливать из несгораемых материалов, а в ниж-

ней и верхней частях устраивать отверстия для вентиляции. На вводе газопровода в ГРП и на выводах из него должны быть установлены отключающие устройства на расстоянии не менее 5 и не более 100м. Оборудование сетевых газорегуляторных пунктов состоит из следующих основных узлов и элементов: узла регулирования давления газа с предохранительно-запорным клапаном и обводным газопроводом (байпасом), предохранительного сбросного клапана, комплекта контрольно-измерительных приборов, продувочных линий. В качестве отключающих устройств при диаметрах до 100 мм используют пробковые краны со смазкой (КСР), при больших диаметрах – клиновые стальные задвижки (ЗКЛ2). Для очистки газа на ГРП устанавливают волосяные или сетчатые фильтры.

Выходное давление из ГРП контролируют предохранительным запорным клапаном (ПЗК) и предохранительным сбросным клапаном (ПСК). ПЗК контролирует верхний и нижний предел, ПСК - только верхний. ПСК настраивают на меньшее давление, чем ПЗК, поэтому он срабатывает первым. Сброс газа в атмосферу следует осуществлять в том случае, если регулятор давления работает нормально, но при закрытии клапан не обеспечивает герметичности отключения (вследствие засорения клапана, износа и пр.). Если протечка через неплотно закрытый клапан будет превосходить потребление газа, то выходное давление будет расти. Для предотвращения роста давления избыток газа необходимо сбросить в атмосферу. Такие ситуации обычно бывают кратковременными (в ночное время), а количество сбрасываемого газа незначительным. Срабатывание клапана ПСК при указанных обстоятельствах предотвращает закрытие предохранительного клапана и нарушение нормального газоснабжения потребителей.

Если же отказал регулятор давления, клапан ПСК сработал, а давление в сетях продолжает расти, то такая ситуация является аварийной. В этом случае срабатывает клапан ПЗК, который перекроет газопровод перед регулятором и прекратит подачу газа потребителям. Клапан ПЗК сработает также при недопустимом снижении давления газа, которое может произойти при аварии на

газопроводе. По устранении причин отключения газа его подача потребителям автоматически не возобновляется. Вновь пустить газ может только обслуживающий персонал, что предотвращает аварии и несчастные случаи при пуске газа.

Клапан ПСК настраивают на давление, превышающее регулируемое на 10%. При низком выходном давлении разность между давлениями настройки клапана и регулируемым давлением должна быть не менее 500 Па. Расчетную величину сброса газа через клапан ПСК при наличии в ГРП клапана ПЗК или при установке после ГРП у потребителей дополнительных регулирующих устройств принимают в 10% пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов системы регулирования в ГРП. В иных случаях величину сброса газа принимают не менее пропускной способности наибольшего из клапанов регуляторов ГРП за вычетом минимального потребления газа.

Импульсы для клапанов ПЗК, ПСК и регулятора давления следует отбирать из газопровода после ГРП в месте, где поток газа стабилизировался.

Для контроля конечного, среднего и высокого давления применяют предохранительные пружинные клапаны ППК-4-50-16. Контролируемое давление в них подают непосредственно под золотник, который к седлу клапана прижимается пружиной. Если сила давления на золотник окажется больше усилия пружины, то клапан откроется и сбросит газ. Клапаны ППК-4-50-16 настраивают на давление от 0,05 до 2,2 МПа.

Для продувки газопровода до ГРП, газопроводов и оборудования ГРП, а также сброса газа при ремонтах и замене оборудования ГРП предусматривают специальные продувочные газопроводы, которые выводят наружу в безопасные места для окружающих зданий и сооружений, но не менее чем на 1 м выше карниза здания ГРП. Таким же требованиям подчиняются и сбросные газопроводы (свечи) от ПСК. Продувочные газопроводы одного давления можно объединить в общую свечу. Диаметр свечи должен быть не менее 19 мм

Сетевые ГРП обычно подают газ в закольцованную распределительную сеть, поэтому точные границы зоны действия каждого ГРП практически установить невозможно. Кроме того, они изменяются в зависимости от режима потреб-

ления газа, поэтому потребители, расположенные на границах зон, могут получать газ в зависимости от режима то от одного, то от другого ГРП. В связи с этим каждый газорегуляторный пункт не имеет точно определенных потребителей, и, следовательно, нет смысла учитывать расход газа в каждом ГРП. Их не оборудуют узлами измерения расхода газа.

Однако, на сетевых ГРП, подающих газ в отдельный изолированный район, может оказаться целесообразной установка приборов для измерения расхода газа. Регулярный учет расхода газа позволит вести дальнейшее изучение режимов потребления, режимов газовых сетей, а также уточнять нормы потребления и коэффициенты неравномерности потребления газа.

Компоновка оборудования ГРП и ГРУ должна быть удобна для монтажа, ремонта и осмотра оборудования. Расстояние в свету между параллельными рядами оборудования следует принимать не менее 400 мм, а ширину основного прохода в помещении не менее 0,8 м. Прокладывать газопроводы в каналах пола не рекомендуется.

На основании приведенных ранее расчетов данные для подбора ГРП сведены в таблицу 19.

Таблица 19 – Исходные данные для подбора ГРП

Наименование ГРП	Избыточное давление газа перед ГРП (начальное), кПа	Избыточное давление газа после ГРП (конечное), кПа	Расчетный расход газа, м ³ /ч
ГРП №1	145	5	501
ГРП №2	92	5	530
ГРП №3	93	5	593
Котельная пром. зоны	162	10	736
Муниципальная котельная	174	10	245
Котельная №1	217	10	491
Котельная №2	71	10	552
Хлебозавод	113	5	11

Из условий пропускной способности ГРП, избыточного давления до и после регулятора давления к установке принимаем следующие газорегуляторные пункты и газорегуляторные установки с регуляторами давления РДУК и РД.

Регуляторы давления РДУК-2 стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q_P}{Q_{\max}} 100,$$

где Q_P – расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч;

Q_{\max} - Максимальная пропускная способность регулятора, м³/ч;

Максимальная пропускная способность регуляторов давления РДУК-2 и РД-50М определяется по формуле

$$Q_{\max} = 1,595 f \varphi K p_1 \sqrt{\frac{1}{\rho_g}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где f – площадь седла клапана регулятора давления (за вычетом площади штока), см², принимается по табл.93 [6];

φ - коэффициент зависящий от отношения p_2/p_1 и определяемый по графику рис.145 [6];

K – коэффициент расхода, принимается по табл.93 [6];

p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа;

p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа;

ρ_g – плотность газа, кг/м³.

Регуляторы давления РД-32М и РД-50М стабильно работают с коэффициентом загрузки $K_3=10\div 80\%$, который определяется по формуле

$$K_3 = \frac{Q}{Q_P} 100,$$

где Q – требуемая пропускная способность регулятора, м³/ч;

Q_P - расчетная пропускная способность регулятора, м³/ч.

На выбор регулятора давления РД-32М и РД-50М влияет перепад давления в дроссельном органе. При малых перепадах происходит докритическое истечение газа ($p_2/p_1 > 0,5$), а при определенном перепаде наступает критическое

истечение газа ($p_2/p_1 < 0,5$), когда скорость газа равна скорости звука в газовой среде, где p_1 – абсолютное давление газа на входе, кПа, p_2 – абсолютное давление газа на выходе, кПа.

Расчетная пропускная способность регуляторов давления газа РД-32М и РД-50М определяется по формулам

$$\text{при } (p_2/p_1 > 0,5) \quad Q_p = 0,031 Q_{\Pi} \sqrt{\frac{\Delta p \cdot p_2}{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

$$\text{при } (p_2/p_1 < 0,5) \quad Q_p = 0,0157 Q_{\Pi} \frac{p_1}{\sqrt{\rho_{\Gamma}}}, \text{ м}^3/\text{ч},$$

где Q_{Π} – паспортные данные регулятора в зависимости от давления газа на входе, кПа, (табл.1);

$\Delta p = p_1 - p_2$ расчетный перепад давления, для которого определяется пропускная способность регулятора, кПа;

ρ_{Γ} – плотность газа, кг/м³.

Головной ГРП

К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70

Расчетный расход газа – 3658 м³/ч.

Избыточное давление газа до регулятора 500 кПа, абсолютное давление газа на входе 601 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 280 кПа, абсолютное давление газа на выходе 381,3 кПа.

Площадь седла клапана регулятора давления – 38,4 см².

Коэффициент расхода – 0,40.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При $p_2/p_1 = 381,3/601 = 0,63$; $\phi = 0,5$.

Максимальная пропускная способность регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (39) и составляет:

$$Q_{\max} = 1,595 \cdot 38,4 \cdot 0,63 \cdot 0,5 \cdot 601 \cdot \sqrt{\frac{1}{0,793}} = 8271,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 рассчитывается по формуле (38) и составляет:

$$K_3 = \frac{3658}{8271,4} 100 = 44,22 \%$$

Коэффициент регулятора давления РДУК-2В-100/70 находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно. К установке принимаем газорегуляторный пункт с регулятором давления РДУК-2В-100/70.

ГРП №1

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 145 кПа, абсолютное давление газа на входе 246 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=106,3$ кПа и $Q=501$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 11 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=198$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=106,3/246=0,432$

$$Q_p = 0,031 \cdot 253 \frac{246}{\sqrt{0,793}} = 859 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_3 = \frac{501}{859} 100 = 58,35 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно

ГРП №2

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 92 кПа, абсолютное давление газа на входе 348 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=193$ кПа и $Q=530$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{II}=260$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=106,3/193=0,551$

$$Q_p = 0,031 \cdot 260 \sqrt{\frac{(193-106,3) \cdot 106,3}{0,793}} = 868 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{530}{868} 100 = 61,03 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

ГРП №3

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 93 кПа, абсолютное давление газа на входе 195 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 106,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=195$ кПа и $Q=593$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=262$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=106,3/195=0,556$

$$Q_p = 0,031 \cdot 262 \sqrt{\frac{(195 - 106,3) \cdot 106,3}{0,793}} = 883 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{593}{883} 100 = 67,12 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной промышленной зоны

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 162 кПа, абсолютное давление газа на входе 263 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,795 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=263$ кПа и $Q=736$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 15 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=334$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111,3/263=0,423$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 334 \frac{263}{\sqrt{0,793}} = 1549 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{736}{1549} \cdot 100 = 47,50 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка муниципальной котельной

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 174 кПа, абсолютное давление газа на входе 275 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=275$ кПа и $Q=245$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=109$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111,3/275=0,404$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 109 \frac{275}{\sqrt{0,793}} = 527 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{245}{527} 100 = 46,54 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной №1

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 217 кПа, абсолютное давление газа на входе 319 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=319$ кПа и $Q=491$ м³/ч, используя приложение 2 к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла

клапана 8 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=123 \text{ м}^3/\text{ч}$ (интерполяция).

При $p_2/p_1=111,3/319=0,349$

$$Q_p = 0,0157 \cdot 123 \frac{319}{\sqrt{0,793}} = 691 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{491}{691} 100 = 71,03 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка котельной №2

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-50М;

Избыточное давление газа до регулятора 71 кПа, абсолютное давление газа на входе 173 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 10 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=173 \text{ кПа}$ и $Q=552 \text{ м}^3/\text{ч}$, к установке выбираем регулятор давления РД-50М, диаметром седла клапана 20 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=388 \text{ м}^3/\text{ч}$ (интерполяция).

При $p_2/p_1=111,3/173=0,645$

$$Q_p = 0,031 \cdot 388 \sqrt{\frac{(173-111,3) \cdot 111,3}{0,793}} = 1115 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М составляет

$$K_s = \frac{552}{1115} 100 = 49,49 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-50М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Газорегуляторная установка хлебозавода

К установке принимаем шкафной газорегуляторный пункт с регулятором давления РД-32М;

Избыточное давление газа до регулятора 113 кПа, абсолютное давление газа на входе 214 кПа.

Избыточное давление газа после регулятора 5 кПа, абсолютное давление газа на выходе 111,3 кПа.

Плотность газа – 0,793 кг/м³.

При давлении газа до регулятора $p_1=214$ кПа и $Q=11$ м³/ч, к установке выбираем регулятор давления РД-32М, диаметром седла клапана 4 мм. Паспортная производительность регулятора $Q_{\Pi}=21$ м³/ч (интерполяция).

При $p_2/p_1=111,3/214=0,520$

$$Q_p = 0,031 \cdot 21 \sqrt{\frac{(214 - 111,3) \cdot 111,3}{0,793}} = 80 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М составляет

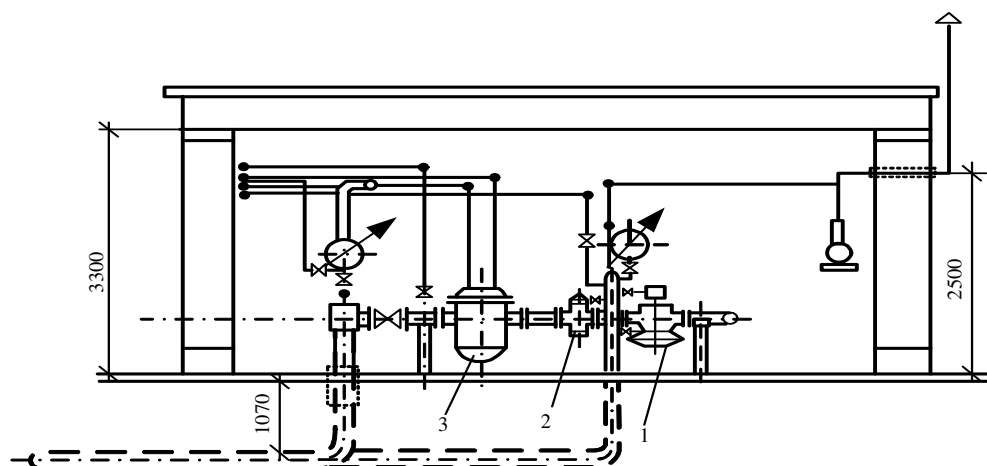
$$K_s = \frac{11}{80} 100 = 13,73 \%$$

Коэффициент регулятора давления РД-32М находится в пределах 10÷80%, регулятор будет работать стабильно.

Компоновка сетевого газорегуляторного пункта с регуляторами давления РДУК-2В-100/70, предназначенного для редуцирования давления газа с высокого до среднего или низкого давления.

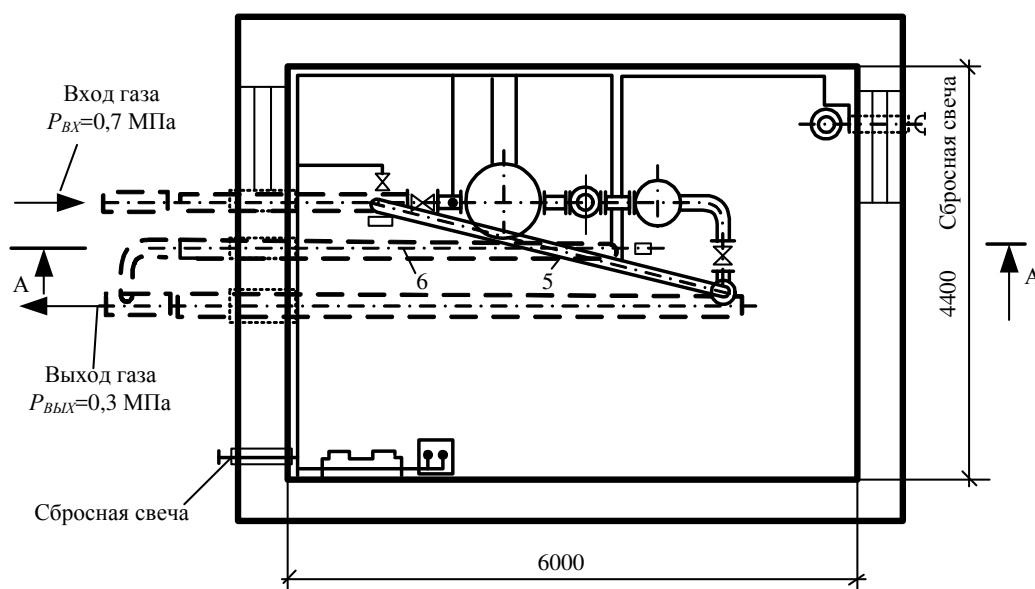
Для бесперебойного снабжения потребителей газом при выходе из строя регулятора давления, замене, ремонте или осмотре оборудования узла регулирования предусматривают обводной газопровод (байпас). В указанных случаях регулируемую линию отключают, а газ подают по байпасу с ручным регулированием давления. Диаметр обводной линии должен обеспечить максимальный пропуск газа при минимальном входном давлении и нормальном выходном. У ГРП диаметр обводного газопровода принят равным большему стандартному диаметру, следующему после диаметра седла клапана. Для надежности и

удобства ручного регулирования на байпасе устанавливают последовательно два отключающих устройства: кран. Освещение здания естественное (через окна) и искусственное (электрическое во взрывобезопасном исполнении). Здание отапливают от близрасположенных тепловых сетей котельной базы. Температуру в помещении поддерживают не ниже 5 °С и контролируют комнатным термометром. Вентиляция естественная, обеспечивает трехкратный обмен воздуха.



1 - регулятор давления РДУК-2-100/70; 2 – предохранительный клапан ПКВ-100; 3 – фильтр сварной волосяной DY=100; 4 – сбросное устройство.

Рисунок 1 – Разрез головного газорегуляторного пункта



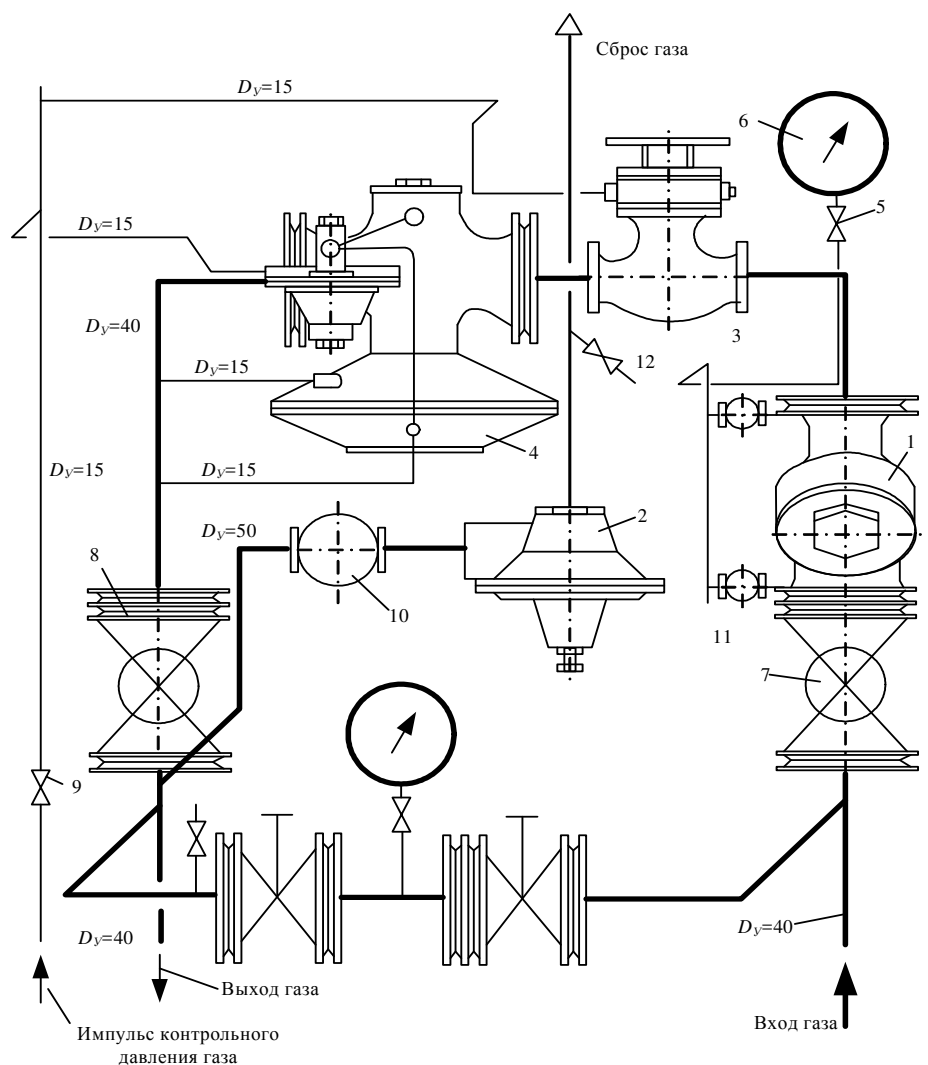
5 – байпас; 6 – труба для отбора импульсного давления.

Рисунок 2 – План головного газорегуляторного пункта

Для поглощения шума, возникающего при редуцировании давления газа, газопроводы покрывают специальной шумовиброизолирующей пастой или изолируют антикоррозионной битумно-резиновой изоляцией толщиной 20 мм. Участки газопровода, под которые устанавливают опоры, должны иметь прокладки из войлока, пропитанного битумом. Технологическую нитку редуцирования располагают на высоте 0,7 м от пола на опорах, которые устанавливают под газопроводом. Фильтр смонтирован на собственных опорах. Импульсные трубопроводы прокладывают на высоте не более 2 м под окнами и крепят к стенам при помощи крючков. При прохождении через стены трубы размещают в футлярах, а отверстия между футляром и стеной тщательно заделывают цементным раствором.

На импульсных и сбросных газопроводах располагают краны и вентили. Краны, установленные на импульсных линиях к предохранительным устройствам, должны быть запломбированы в открытом положении. Приборы для измерения и записи входного и выходного давления располагают на специальном щите, который устанавливают на опорах в помещении ГРП. Входное давление измеряют показывающим манометром ОБМ класса точности 1,5 и записывают самопишущим манометром МТС-710 ч. Выходное давление измеряют напоромером НМП и записывают с помощью самопишущего дифференциального манометра ДСС-710 ч, у которого один вентиль соединен с атмосферой, а средний заглушён.

Шкафной газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/50 разработанный институтом Мосгазпроект – рисунок 3.



1 - сетчатый фильтр; 2 - пружинный сбросной клапан; 3 - предохранительный клапан-отсекатель ПКК-40м; 4 - регулятор давления РДУК-2-100; 5 - кран трехходовой для манометра; 6 - манометр технический; 7 - вентиль запорный фланцевый ($D_Y=40$); 8 - кран сальниковый фланцевый ($D_Y=40$); 9 - кран сальниковый муфтовый ($D_Y=15$); 10 - кран сальниковый муфтовый ($D_Y=50$); 11 - вентиль запорный цапковый $D_Y=10$; 12 - кран лабораторный ЛК-1а

Рисунок 3 – Шкафной газорегуляторный пункт с регулятором РДУК-2В-100/50, разработанный институтом Мосгазпроект.

Для регулирования давления газа служит регулятор РДУК-2-100 с командным прибором КН-2. Шкафная установка предназначена для регулирования давления газа с высокого до среднего. В зависимости от климатических условий и влажности газа решают вопрос о применении шкафов с отоплением или без него. ГРП оборудуют предохранительными клапанами, сетчатым фильтром и обводной линией.

Входное давление измеряют манометром. Для измерения выходного давления предусмотрен трехходовой кран с пробкой, к которому присоединяют манометр.

После подбора типовых газорегуляторных пунктов необходимо определить их пропускную способность и коэффициент загрузки регулятора, расчет проведен согласно методике изложенной - с.332-336 [6].

1.13 Расчет неравномерности потребления газа

Все городские потребители – бытовые, коммунальные, общественные и промышленные – потребляют газ неравномерно. Потребление газа изменяется по месяцам года, дням недели, календарным дням, а также по часам суток. В зависимости от периода, в течение которого потребление принимают постоянным, различают:

- 1) сезонную неравномерность, или неравномерность по месяцам года;
- 2) суточную неравномерность, или неравномерность по дням недели, месяца или года;
- 3) часовую неравномерность, или неравномерность по часам суток или часам года. Режим расхода газа городом зависит от режима отдельных категорий потребителей и их удельного веса в общем потреблении.

Неравномерность расходования газа отдельными категориями потребителей определяется рядом факторов: климатическими условиями, укладом жизни населения, режимом работы предприятий и учреждений, характеристикой газооборудования зданий и промышленных цехов. В большинстве случаев теоретический учет влияния отдельных факторов на неравномерность потребления оказывается невозможным. Наиболее достоверный путь – это накопление и систематизация опытных данных в течение длительного периода. Только при достаточном количестве экспериментального материала можно говорить о надежных сведениях по режимам потребления.

Неравномерность потребления оказывает большое влияние на экономические показатели систем газоснабжения. Наличие пиков и провалов в потреблении газа приводит к неполному использованию мощностей газовых промыслов и про-

пускной способности магистральных газопроводов, что превышает себестоимость газа. Выравнивание спроса и потребления газа приводит к необходимости строительства подземных хранилищ и к созданию потребителей-регуляторов, а следовательно, и к дополнительным вложениям в газотранспортные системы и во вторые топливные хозяйства потребителей. Эта противоречивость постановки задачи как всегда решается оптимизационным методом.

Суммарные годовые графики потребления газа городами и экономическими районами являются основой для планирования добычи газа, а также для выбора и обоснования мероприятий, обеспечивающих регулирование неравномерности потребления газа. Решение проблемы неравномерности потребления позволяет обеспечить надежность газоснабжения и повысить экономическую эффективность газоснабжающих систем.

Знание годовых графиков газопотребления имеет большое значение и для эксплуатации городских систем газоснабжения, так как позволяет правильно планировать спрос на газ по месяцам года, определять необходимую мощность городских потребителей-регуляторов, планировать проведение реконструкций и ремонтных работ на газовых сетях и их сооружениях. Используя провалы потребления газа для отключения отдельных участков газопровода и газорегуляторных пунктов на ремонт, можно провести его без нарушения подачи газа потребителям.

Основное влияние на режим бытового потребления оказывают климатические условия. Понижение наружной температуры вызывает увеличение потребления газа. Это объясняется тем, что в зимние месяцы температура водопроводной воды значительно снижается и на ее нагрев расходуют больше теплоты. Режим потребления по месяцам года на бытовые нужды (в квартирах), на учреждения коммунально-бытового обслуживания, столовые, хлебозаводы, бани и прачечные приведен в таблице 10.

Режим потребления газа на отопление и вентиляцию зданий зависит от климатических условий того района, где расположен город или промышленный узел. Количество потребляемого газа определяется наружной температурой. Отопительную нагрузку, Вт, рассчитывают по формуле (12)

$$Q = C(t_g - t_n)n, \quad (39)$$

где Q – количество газа, расходуемого на отопление и вентиляцию зданий в течение периода n ;

C – постоянная величина;

t_b – внутренняя температура;

t_n – наружная температура, средняя для периода n ;

n – число часов или суток стояния температуры t_n .

Внутреннюю температуру принимают постоянной и равной 18-20°C.

Средние температуры наружного воздуха определяют по климатологическим данным, которые получены в результате многолетних наблюдений (СП 131.13330.2012). Месячные расходы в процентах от годового расхода рассчитывают по формуле (13) и занесены в таблицу 19.

$$q_m = \frac{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m}{(t_g - t_{срм}) \cdot n_m} \cdot 100, \quad (40)$$

где $t_{срм}$ – среднемесячные температуры,

n_m – число отопительных дней в месяце.

Таблица 19– Расход газа по месяцам года, тыс.м³/мес

Потребитель	Месяц											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Котельная пром.зоны	453	392	359	218	33	0	0	0	34	214	325	424
Муниципальная котельная	158	137	126	76	12	0	0	0	12	75	114	148
Котельная №1	272	235	215	131	20	0	0	0	21	129	195	254
Котельная №2	340	294	269	164	25	0	0	0	26	161	244	318
Хлебозавод	6,7	5,7	6,4	5,7	5,0	4,7	4,2	4,3	4,7	5,6	5,8	6,8
Бытовое потребление	94	87	91	85	78	64	46	47	64	79	86	90
ОВ жилой зоны	729	632	578	352	53	0	0	0	55	345	524	683
Итого	2052	1784	1644	1032	225	68	50	52	216	1009	1492	1925

Городские газовые сети рассчитывают на максимальные часовые расходы газа, которые можно определить, только располагая достаточно надежными сведениями о часовых колебаниях потребления газа. Знание суточных графиков необходимо также для правильной эксплуатации газовых сетей и установок, расчета аккумулирующей емкости для выравнивания суточного графика. Часовая неравномерность для ГРП №1 приведена в таблице 20. Таблица заполнена на основании расчетов из раздела 1.3.

Таблица 20 – Часовая неравномерность

Часы суток, ч	ГРП №1	
	Расход газа, % от суточного потребления	Результаты расчета за январь, м ³ /ч
0-1	3,1	414
1-2	2,6	395
2-3	2,5	391
3-4	2,2	380
4-5	2,5	391
5-6	2,7	399
6-7	3,5	429
7-8	5	486
8-9	5,2	494
9-10	5,2	494
10-11	5,4	501
11-12	5,2	494
12-13	4,9	482
13-14	4,6	471
14-15	4,4	463
15-16	5	486
16-17	4,9	482
17-18	5	486
18-19	5,2	494
19-20	5,4	501
20-21	4,7	475
21-22	4,2	456
22-23	3,5	429
23-24	3,1	414

Графики неравномерности газа приведены на листе 3 в графическом формате.

2.1 Подготовительные работы

Строительство газопроводов начинается после получения монтажной организации от заказчика утвержденной проектно – сметной документации. От специализированной организации получить схему и акт на произведенные геодезические работы.

Разрешение на производство работ с указанием сроков выполнения работ, должности и фамилии лица ответственного за производство работ.

Начальным этапом подготовительных работ является разметка, которую выполняет представитель участка подготовки производства. Разбивку трассы ведут от действующего газопровода или ГРП, от красных линий застроек. Разбивка заключается в закреплении на местности контуров трассы деревянными кольями или металлическими штырями длиной 400-500мм, диаметр 12-15мм в соответствующих точках.

До начала производства работ генподрядчик вызывает на место представителей соответствующих подземных коммуникаций, в местах пересечений делают подкопки вручную, кабели закрываются и подвешиваются.

К подготовительным работам относят: электропитание, освещение, обеспечение водоснабжением, канализацией, бытовками, питьевой водой и санузлами. В случае строительства домов с газоснабжением требуется ограждения, ограничители скорости, средства пожаротушения, козырьки над входами на ширину падения груза.

2 Технология возведения инженерных систем

2.2 Земляные работы

Земляные работы по рытью траншей и котлованов должны производиться после разбивки трассы газопроводов. Должны быть определены границы разра-

ботки траншей или котлованов с установкой указателей о наличии на данном участке трассы подземных коммуникаций.

Рытье траншей должно выполняться в общем потоке с другими работами по перекладке газопровода.

Приемки для сварки неповоротных стыков, также котлованы для установки конденсатосборников и других устройств на газопроводе должны отрываться непосредственно перед выполнением этих работ.

Срезка растительного слоя производится бульдозером. Рытье траншей производится экскаватором с обратной лопатой. После рытья траншей следует ручная зачистка стенок и дна траншей, затем грунт отсыпают в отвал с одной стороны. Основание под газопровод заполняют песчаным грунтом толщиной минимум 100мм.

Трубы, запорную арматуру поставляют с заводов согласно составленных заявок по спецификациям. Трубы, арматура, сварочные и изоляционные материалы, применяемые для строительства систем газоснабжения, должны иметь сертификаты заводов-изготовителей, подтверждающие соответствие требованиям государственных стандартов или технических условий.

При погрузке, перевозке и выгрузке труб, сваренных секций газопровода, фасонных частей, монтажных узлов и запорной арматуры должна быть обеспечена их сохранность. Сбрасывание труб, секций, фасонных частей, арматуры и монтажных узлов с транспортных средств запрещается.

На оборудования должны иметься технические паспорта заводов-изготовителей и, как правило, инструкции по его монтажу и эксплуатации. Технические паспорта должны иметься также на изолированные трубы, конденсатосборники, гнутые колена и другую продукцию. Трубы на трассу поставляют с неизолированными концами для сварки на бровку траншеи. Их раскладывают по трассе по схеме ППР.

2.3 Монтаж газопровода в траншею.

При монтаже газопроводов следует соблюдать следующие основные требования:

- 1) положение газопровода в плане и профиле должно соответствовать проектному;
- 2) на уложенном в траншею (или проложенном надземно) газопроводе должна быть сохранена изоляция поверхности труб;
- 3) стыковые и другие соединения труб должны быть прочны и герметичны;
- 4) газопровод должен прилегать плотно к естественному или искусственному основанию траншеи;
- 5) постель под газопроводом после его укладки должна быть сохранена;
- 6) между газопроводом и пересекаемыми подземными сооружениями должны быть выдержаны расстояния в соответствии с нормами.

Траншею под газопровод готовят непосредственно перед его укладкой. Дно планируют и очищают от мусора, грязи, камней и прочих предметов.

Газопровод укладывают на естественное или искусственное основание плетями или секциями из отдельных труб, сваренных на бровке траншеи. Перед опусканием плетей или секций в траншею их изнутри очищают от грязи и окалины, закрывают концы секций или плетей инвентарными пробками, предохраняя трубы от засорения.

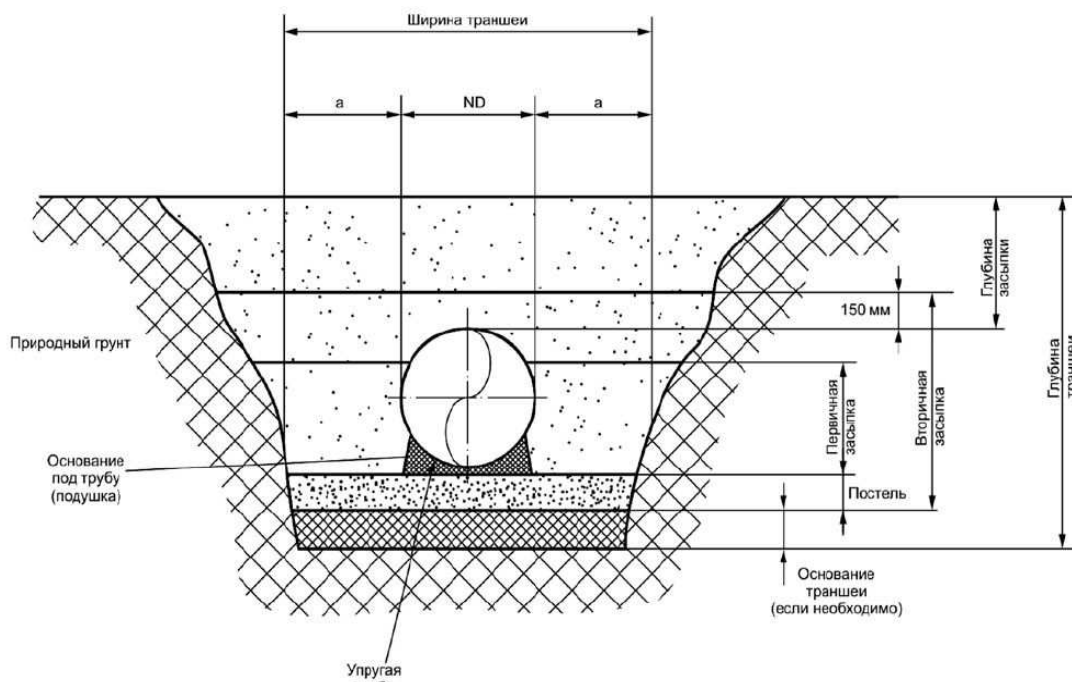


Рисунок 2.1-Монтаж газопровода в траншею.

Опускание (или другое перемещение газопровода) производится с применением двух автокранов и инвентарных мягких «полотенцев», не нарушающих целостность антикоррозионной изоляции. Плеты или секции опускают плавно, без рывков, ударов о стенки или дно траншеи, без резких перегибов газопровода в вертикальной или горизонтальной плоскостях.

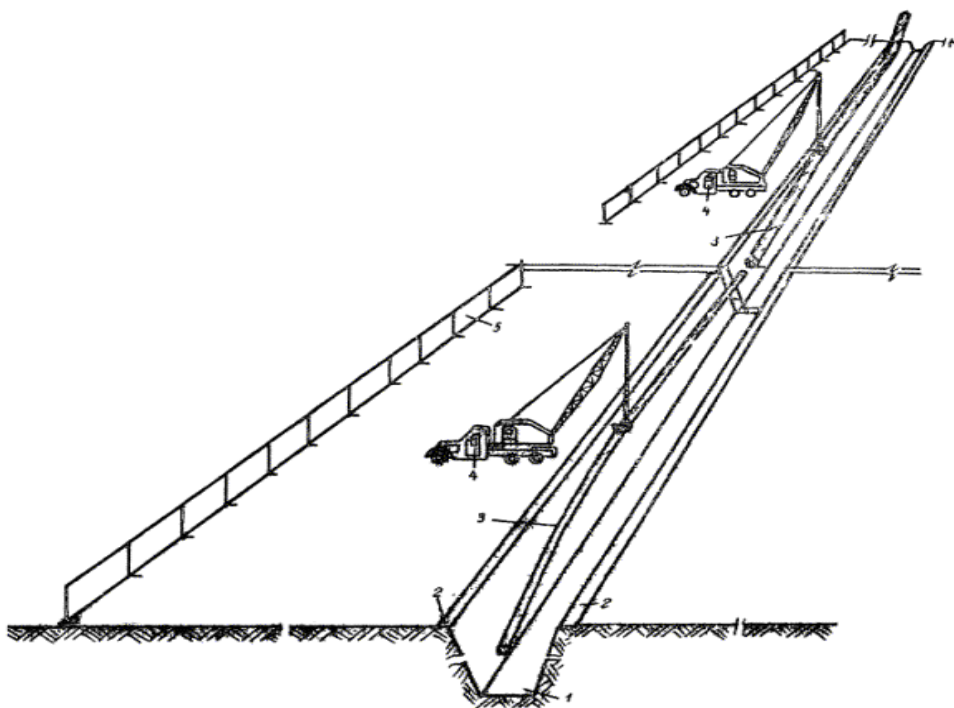


Рисунок 2.2-Схема укладки труб автокранами.

В зимнее время газопровод укладывают на непромерзшее основание сразу вслед за открытием траншеи. Если же газопровод укладывают на промерзшее основание в грунтах, не подверженных пучению, устраивают подсыпку мелким песчаным грунтом толщиной не менее 100 мм.

Под газопровод, прокладываемый в скальных и каменистых грунтах, устраивают подсыпку из мягкого местного или песчаного грунта толщиной не менее 200 мм.

Приямки для сварки неповоротных стыков газопровода, установки конденсатосборников, гидрозатворов и других сетевых устройств отрывают непосредственно перед монтажными работами. Засыпают приямки после испытания газопровода на прочность и проверки состояния его изоляции.

Монтаж газопроводов выполняют в такой последовательности: разрабатывают траншеи и котлованы, устраивая, если требуется, водоотлив; подчищают дно и стенки траншей и котлованов; роют приямки в местах сварки труб и изоляции стыков; устраивают естественное или искусственное основание под трубопровод; выполняют днища колодцев и камер; опускают трубы в траншею, укладывая их

на основание; сваривают трубы, производя монтаж фасонных частей и установку арматуры; подбивают и присыпают трубопровод грунтом (кроме стыков); возводят стенки и перекрытия колодцев и камер; продувают трубопровод роздухом; испытывают трубопровод предварительно на прочность, проверяя качество сварных швов и фланцевых соединений; изолируют стыки; засыпают трубопровод; окончательно испытывают трубопровод после завершения строительно-монтажных работ.

В городских условиях, когда нельзя держать долгое время открытой траншею большой протяженности, трубопроводы монтируют на небольших участках — захватках. Траншею роют длиной, равной длине захватки. В этом случае и длина плети равна длине захватки. Собирают и сваривают трубы в плети вне пределов траншеи вдоль бровки, а затем стреловыми кранами или трубоукладчиками плети опускают на дно траншеи.

При коротких захватках целесообразно вести монтаж трубопровода, используя транспортные средства (монтаж «с колес»). Плетей длиной 25—35 м (на величину захватки), подготовленные в заводских условиях и завезенные на строительную площадку на автомашинах со специальным прицепом, укладывают кранами в траншею непосредственно с автомашин.

Проводится гаммография 5% поворотных стыков и неповоротных стыков. На стыках ГРУ производится 100% просветка.

После укладки газопровода в траншею должны быть проверены: проектная глубина, уклон и прилегание газопровода ко дну траншеи на всем его протяжении; состояние защитного покрытия газопровода; фактические расстояния между газопроводом и стенками траншеи, пересекаемыми им сооружениями и их соответствие проектным расстояниям.

Правильность укладки газопроводов следует проверять путем нивелировки всех узловых точек уложенного газопровода и мест его пересечения с подземными сооружениями.

Если после укладки газопровода будет установлено наличие неплотного его прилегания ко дну траншей в отдельных местах, то в этих местах должна быть сделана подсыпка грунта с его послойным уплотнением и подбивкой пазух.

Мастику в условиях строительной площадки готовят в специальных битумоварочных котлах и наносят в горячем виде (температура не ниже 170° С) на слой сухой грунтовки с помощью лейки, растирая мастику снизу трубы полотенцем.

Стыки обертывают брезолом и крафт-бумагой по горячему слою мастики с нахлестом витков на 20— 30 мм. Внутренние слои можно выполнять без нахлеста. Обмотка должна плотно прилегать к покрытию без пустот и складок.

2.4 Испытание газопровода

Перед испытанием на герметичность законченных строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует производить перед их монтажом.

Для очистки внутренней поверхности труб от грязи, влаги применяют пневматическую очистку. Затем производят испытание газопровода на прочность давлением 0,3 мПа в течение 1 часа, затем давление снижают до 1 кгс/см² и выдерживают в течение суток – испытание на плотность. Под этим давлением осматривают сварные стыки и арматуру, устраняют утечки. После испытания приступают к изоляции стыков.

Испытания на герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Для проведения испытаний газопроводов и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до

0,01 МПа (0,1 кгс/см²) необходимо применять V-образные жидкостные манометры сводным заполнением.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением не менее 6 часов. Испытательное давление 0,1 МПа с выдержкой не менее 24 часов. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводе не превышает допустимого падения давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на герметичность, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов, обнаруженных в результате испытания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

2.5 Изоляция газопроводов

Гидроизоляция стальных трубопроводов. Стальные трубопроводы, укладываемые в земле, подвержены коррозии из-за воздействия на них окружающей грунтовой среды. В результате действия почвенной коррозии и коррозии, вызываемой блуждающими токами, стенки труб могут быстро разрушиться на всю их толщину в относительно короткий срок.

Способы защиты металла труб от коррозии различны. Один из главных способов защиты — покрытие наружных поверхностей трубопроводов антикоррозионными материалами. Защитное покрытие должно быть водонепроницаемым, плотно прилегать к трубам, быть изолятором от электрических токов, прочным, способным сопротивляться механическим воздействиям (при засыпке траншей и при линейных температурных деформациях трубопровода) и в то же время быть эластичным, способным не давать трещин и не размягчаться до стекания при колебаниях температуры.

Антикоррозионное покрытие поверхностей стальных трубопроводов выполняют в основном в заводских условиях, а на строительном объекте наносят изоляцию только на стыки сварных трубопроводов, прошедших гидравлическое или пневматическое испытание на плотность и прочность, или исправляют возможные повреждения изоляции при транспортировании труб или их монтаже. Поскольку восстановление изоляции в условиях строительной площадки — работа сложная, следует особенно осторожно обращаться с изолированными трубами с момента их погрузки на заводе до укладки в траншею, имея в виду, кроме того, что битумные слои изоляции не обладают значительной механической прочностью.

Антикоррозионные покрытия выполняют на основе битума, полимерных материалов и др. Широко принят в качестве защитных покрытий битумные мастики. В состав изоляционного покрытия кроме мастик входят рулонные изоляционные материалы (полимерные) и оберточные (крафт-бумага).

В зависимости от коррозионной характеристики грунтов, в которые укладывается газопровод, определяется тип изоляции: нормальная, усиленная, весьма усиленная.

Грунтовка представляет собой смесь из бензина и битума в соотношении 1:1,25 по массе или 1:3 по объему; изготавливается грунтовка на заводе и поставляется на строительный объект в герметической таре.

Грунтовку наносят на предварительно очищенную от окалины, грязи и ржавчины поверхность труб. Трубы очищают механическим способом: электрическими и пневматическими щетками, скребками, пескоструйными аппаратами или вручную щетками до металлического блеска (однообразного стального цвета). Хорошая очистка поверхности труб — гарантия высокого качества антикоррозионного покрытия. Слой грунтовки должен быть ровным, без пропусков, сгустков, подтеков и пузырей. Мasticу в условиях строительной площадки готовят в специальных битумоварочных котлах и наносят в горячем виде (температура не ниже 170° С) на слой сухой грунтовки с помощью лейки, растирая мasticу снизу трубы полотенцем.

Стыки обертывают бризолом и крафт-бумагой по горячему слою мастики с нахлестом витков на 20— 30 мм. Внутренние слои можно выполнять без нахлеста. Обмотка должна плотно прилегать к покрытию без пустот и складок.

2.6 Монтаж колодцев

Для удобства эксплуатации отключающей и компенсирующей арматуры на подземных газопроводах, сооружают колодцы мелкого и глубокого заложения. Колодцы выполняют из сборного железобетона или красного кирпича. Перекрытие колодцев, как правило, выполняют съемными для возможности производства в колодцах огневых работ. Колодцы должны быть водонепроницаемы с хорошей изоляцией днища и стенок. При сооружении колодцев во влажных грунтах снаружи стенок делают глиняный замок, а внутри – гидроизоляцию битумом, церезином, жидким стеклом и др. Места прохода газопровода через стены колодца тщательно уплотняют. Газопровод на переходе через стены прокладывают в футляре, который заделывают смоляным канатом и концы заливают битумом. При сооружении колодцев расстояния от стенок и днища колодца до арматуры должны обеспечивать свободное пользование различными инструментами. Люки колодцев на проезжей части дорог размещают на уровне дорожного покрытия, а в полевых условиях – выше уровня земли с устройством вокруг люков отмотки шириной 1 м. В колодцах глубокого заложения необходимо предусматривать устройство скоб для спуска в колодец и выхода из него.

Коверы предназначены для защиты от механических повреждений дренажных трубок конденсатосборников, гидрозатворов, контактных головок контрольных проводников и контрольных трубок. Ковер – это чугунный или стальной колпак с крышкой. Устанавливают ковер на железобетонные основания, обеспечивающие их устойчивость и исключающие просадку. Крышку ковера на проезжей части дороги устанавливают заподлицо с дорожным покрытием так, чтобы она открывалась против движения транспорта. Для быстрого нахождения коверов, люков колодцев и трасс подземных газопроводов устраивают настенные знаки

или реперы с указанием конкретных расстояний от знака (репера) до сооружения на газопроводе.

2.7 Испытание газопровода и сдача объекта в эксплуатацию

Наружные газопроводы испытывают воздухом на герметичность в соответствии с требованиями СП 62.13330.2011 «Газораспределительные системы» [1].

Перед испытанием на герметичность законченных строительством наружных газопроводов следует производить продувку с целью очистки их внутренней полости. Очистку полости внутренних газопроводов и газопроводов ГРП (ГРУ) следует производить перед их монтажом.

Испытания на герметичность газопроводов должна проводить строительно-монтажная организация в присутствии представителя газового хозяйства. Допускается проведение испытаний на прочность без участия представителя газового хозяйства по согласованию с ним.

Для проведения испытаний газопроводов и герметичность следует применять манометры класса точности не ниже 1,5. При испытательном давлении до 0,01 МПа (0,1 кгс/см²) необходимо применять V-образные жидкостные манометры сводным заполнением.

До начала испытаний на герметичность подземные газопроводы после их заполнения воздухом следует выдерживать под испытательным давлением не менее 6 часов. Испытательное давление 0,1 МПа с выдержкой не менее 24 часов. Результаты испытания на герметичность следует считать положительными, если в период испытания фактическое падение давления в газопроводе не превышает допустимого падения давления и при осмотре доступных к проверке мест не обнаружены утечки.

Дефекты, обнаруженные в процессе испытаний газопроводов на герметичность, следует устранять только после снижения давления в газопроводе до атмосферного. После устранения дефектов, обнаруженных в результате испы-

тания газопровода на герметичность, следует повторно произвести это испытание.

После окончания испытаний стыки газопровода присыпают вручную и делают присыпку газопровода мягким грунтом на высоту 10 см от верха трубы. Остальная засыпка производится бульдозером.

Готовый объект сдается приемочной комиссии. В ее состав входят: заказчик, представитель генподрядчика, эксплуатирующей организации, представитель Госгортехнадзора Р.Ф., представитель проектной организации.

Генеральный подрядчик на объект системы газоснабжения представляет приемочной комиссии в 1-ом экземпляре следующую исполнительную документацию:

- комплект рабочих чертежей со всеми согласованиями и изменениями;
- сертификаты заводов изготовителей на трубы, фасонные части, сварочные и изоляционные материалы;
- технические паспорта заводов изготовителей на оборудование, покрытие, изолирующие фланцы, арматуру (свыше 100мм), инструкции заводов изготовителей по эксплуатации оборудования и приборов;
- строительный паспорт газопровода и протокола проверки качества сварных стыков и испытания газопроводов;
- акт разбивки и передачи трассы;
- акты приемки установок, скрытых и специальных работ;
- акты приемки установок электрохимзащиты;
- журнал учета работ.

Вся работа по монтажу газопровода и резервуарных установок должна выполняться в строгом соответствии с технологическими инструкциями и правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора и СП 62.13330.2011 "Газораспределительные системы".

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В бакалаврской работе рассмотрена комплексная газификация поселка расход газа 11444,6 тыс. м³/год

Расчеты велись на основании расчетных годовых и часовых расходов газа на бытовое и коммунально-бытовое потребление.

В процессе работы были рассчитаны объемы потребления газа; разработана двухступенчатая система газоснабжения, которая включает в себя сеть среднего давления и тупиковую сеть низкого давления; произведен гидравлический расчет сетей, все кольца увязаны с погрешностью, не превышающие 0,06 %; подобрано оборудование ГРП и ГРУ.

Расчеты выполнены с соблюдением норм и правил современного проектирования, учтены требования энергосберегающих мероприятий.

Принятие инженерных решений было основано на выборе оптимального варианта организации систем газоснабжения поселка в условиях существующих тенденций развития современных энергосберегающих технологий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 СП 62.13330.2011 Газораспределительные системы. Актуализированная редакция СНиП 42-01-2002. – Введ. 20.05.2011. – М.: Минрегион России, 2011. - 70 с.
- 2 Ионин, А.А. Газоснабжение: учебник /А.А. Ионин. - М.: Стройиздат, 1989. - 439 с.
- 3 Расчет потребления природного газа районом города: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
- 4 СП 131.13330.2012 Строительная климатология. Актуализированная редакция СНиП 23-01-1999. – Введ. 01.01.2013. – М.: Минрегион России, 2013. - 67 с.
- 5 Шур, И.А. Перевод отопительных котлов на газовое топливо: учебное пособие / И.А.Шур. - Л.: Недра, 1973. - 264с.
6. Гуськов, Б.И. Газификация промышленных предприятий: учебник /Б.И. Гуськов. - М.: Стройиздат, 1982. - 368 с.
- 7 Гидравлический расчет газовых сетей: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 «Теплогазоснабжение и вентиляция» КрасГАСА, Красноярск, 2005. 40 с.
- 8 Баясанов, Д.Б. Распределительные системы газоснабжения: учебник /Д.Б. Баясанов. - М.: Стройиздат, 1977. - 407 с.
- 9 Варфоломеев, В.А. Справочник по проектированию, строительству и эксплуатации систем газоснабжения: учебное пособие /В.А. Варфоломеев. - Киев: Будивельник, 1988. - 238 с.
- 10 Деточенко, А.В. Спутник газовика: справочник /А.В. Деточенко. - Л.: Недра, 1978. – 311с.
- 11 Газопроводы и арматура систем газоснабжения: методические указания к курсовой работе для студентов специальности 290700 – «Теплогазоснабжение и вентиляция». Красноярск: Сибирский федеральный ун-т; Ин-т архитектуры и стр-ва, 2007, 40с.

Меню

Краткий отчет - Антиплагиат

+

<

>

↺

🔍

🔒

www.antiplagiat.ru/My/Report/Short/1135

2

🔒

🔍

📄

+

Красноярск подать

Доска объявлений


Доски бесплатных

Мои объявления

Частные объявления


SLANET | Подать об


Репетиторство, курс

 **АНТИПЛАГИАТ**

Бесплатный доступ (0/0), Баланс: 0

Модуль поиска Интернет





О документе
Оригинальность: 81.64%
Заимствования: 18.36%
Цитирование: 0%
Дата: 14.06.2017
Источников: 18

В кабинет

Записка Алена-3 вариант - копия _ап_.d...

В кабинет

История отчетов

Выгрузить .apdx

Выгрузить .pdf

Краткая информация

Версия для печати

Руководство


№	%	Источник	Ссылка	Дата	Найдено в
[1]	7.79%	не указано	http://revolution.allbest.ru	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет
[2]	7.79%	Система газоснабжения районного поселка Лебяжье	http://knowledge.allbest.ru	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет
[3]	7.79%	Скачать/bestref-168194.doc	http://bestreferat.ru	раньше 2011 года	Модуль поиска Интернет

Еще найдено источников – 15, заимствования – 10.57%

Получить полный отчет

[О системе](#) | [Товарный знак](#) | [Новости](#) | [Контакты](#) | [Вакансии](#)

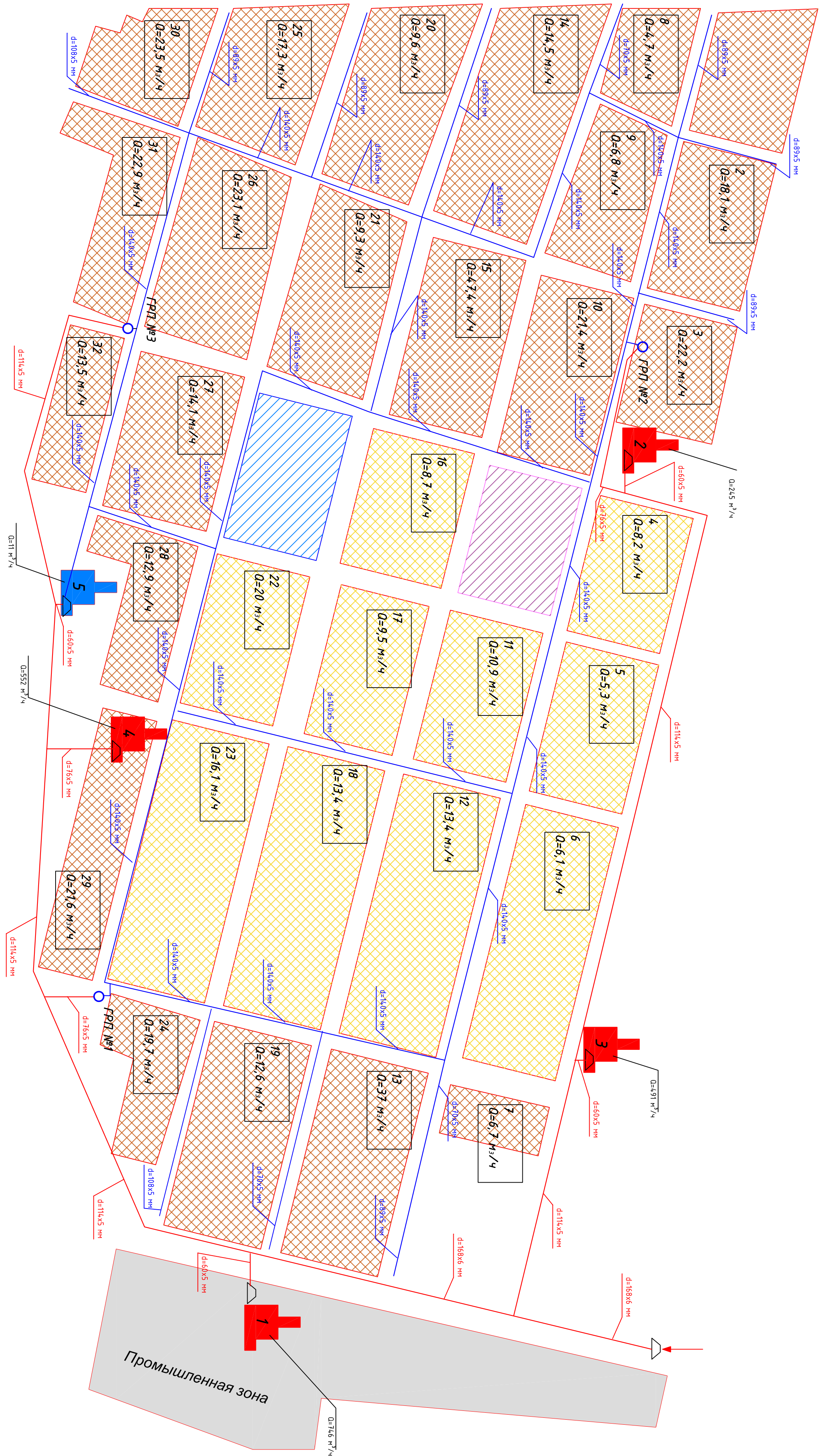
[Пользовательское соглашение](#) | [Report Viewer](#) | [Помощь](#)



14:12

14.06.2017

Т Р А С С И Р О В К А Г А З О В О Й С Е Т И



Условные обозначения

- жилые кварталы без централизованного горячего водоснабжения и отопления
- многоэтажные жилые дома с централизованным горячим водоснабжением и отоплением

ГРП распределительных сетей низкого давления

Номер квартала

Газопровод низкого давления

Газопровод среднего давления

Исходные данные для разработки проекта

Состав газа:

метан – 91,7%; этан – 4,4%; пропан – 1,1%; бутан – 1%; углеислый газ – 0,15%; азот и редкие газы – 1,65%.

Температура воздуха наиболее холодной пятидневки, обеспеченностью 0,92: –37°С.

Средняя температура наружного воздуха за отопительный период: –8,1°С

Продолжительность отопительного периода – 221 сут.

Численность населения 4500 человек.

Проект выполнен в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012 "Газораспределительные системы".

Монтаж газопроводов производится в соответствии с требованиями СП 45.13330.2012

"Безопасность труб в строительстве. Часть 2. Строительное производство".

Газопроводы выполнены из стальных бесшовных горячедеформированных труб по ГОСТ 8731–74.

- 1 – котельная промышленной зоны
- 2 – муниципальная котельная
- 3 – котельная №1
- 4 – котельная №2
- 5 – хлебозавод

БР-08.03.01.00.05									
ИСИ СФУ									
Исполн. у.Инт.	Место	подпись	дата						
Репар.									
Проект	Исслед. А.В.								
	Овсепен Н.В.								
И.Комп	Овсепен Н.В.								
И.Комп	Овсепен Н.В.								
Размещение посевы сорнякового мила на 4,5 тыс. жомов				Создан	Инт.	Инт.			
				БР	1				
Распорядок газодой сему				ИСЗИС					

РАСЧЕТНАЯ СХЕМА ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ
СЕТИ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

